



IV KONGRES ELEKTRYKI POLSKIEJ

ENERGETYKA JUTRA - BEZPIECZEŃSTWO POKOLEŃ

RAPORT OTWARCIA

Pod redakcją
Sławomira CIEŚLIKA

Stowarzyszenie Elektryków Polskich
Warszawa, 2024



Stowarzyszenie Elektryków Polskich

**RAPORT OTWARCIA
IV KONGRESU ELEKTRYKI POLSKIEJ**

POD REDAKCJĄ
SŁAWOMIRA CIEŚLIKA

Warszawa 2024

**Raporty tematyczne zostały zrealizowane w ramach projektu
pt.: „IV Kongres Elektryki Polskiej w 105. rocznicę powstania
Stowarzyszenia Elektryków Polskich”**

**Projekt dofinansowany ze środków budżetu państwa, przyznanych
przez Ministra Edukacji i Nauki
w ramach Programu „Doskonała nauka II”**



**Ministerstwo Nauki
i Szkolnictwa Wyższego**



**Doskonała
Nauka**

Copyright © by Stowarzyszenie Elektryków Polskich Warszawa 2024

All rights reserved.

**ISBN 978-83-66668-39-3
(wersja elektroniczna)**



Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictw SEP

ul. Świętokrzyska 14, 00-050 Warszawa

Tel. kom.: +48 662 186 216; e-mail: handlowy@cosiw.pl; <http://www.cosiw.pl/>

Spis treści

Słowo wstępne przewodniczącego Rady Programowej IV KEP	13
Rada Programowa IV KEP	16
RAPORT 1	
POLSKA W OBLICZU TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ	21
1 Transformacja energetyczna w Polsce – kogo dotyczy i kto jest nią zainteresowany?	23
1.1. Wprowadzenie	23
1.2. Europejskie postulaty dotyczące przyszłych systemów energetycznych	25
1.3. Transformacja energetyczna	32
1.4. Popyt na energię elektryczną	35
1.5. Thomas Edison kontra Nikola Tesla – spór ciągle aktualny	36
1.6. Zmiany pokoleniowe i mityczne bezpieczeństwo ciągłości dostaw energii	37
1.7. Energetyka jądrowa w polskim systemie elektroenergetycznym	41
1.8. Bibliografia	44
2 Koncepcja i doktryna elektroprosumeryzmu	47
Wprowadzenie: jak czytać Raport	47
Część I. KONCEPCJA	59
Problem 1: Konflikt „elektroprosumeryzm a historyczna energetyka” w po- stoświeceniowym ładzie ustrojowym	61
Problem 2: Triplet paradygmatyczne: wschodzący TEE i schodzący hi- storycznej energetyki	63
Problem 3: Bilanse energetyczne stanu początkowego A i heurystyka elek- troprosumeryzmu (jako stanu końcowego B)	72

Problem 4: Wartość rynków energii w stanie początkowym A i heurystyki ekonomiczne: trajektorii TEE ($A \rightarrow B$) oraz elektroprosumeryzmu (stanu końcowego B)	80
Problem 5: Elektroprosumeryzacyjne sieciowe rynki energii elektrycznej i bezsieciowe rynki usług oraz urządzeń	86
Problem 6: Polski punkt startu do TEE	95
Problem 7: Ład ustrojowy jako główna perspektywa mocowania się wschodzącej weryfikacji elektroprosumeryzmu i falsyfikacji przemijającej historycznej energetyki	102
Część II. DOKTRYNA	107
Problem 8: Mnogość kontekstów doktryny elektroprosumeryzmu	109
Problem 9: Doktryna elektroprosumeryzmu zapisana w postaci zorganizowanego zbioru nazw	113
Problem 10: Endogenne środowisko i egzogenne otoczenie TEE w doktrynie elektroprosumeryzmu	116
Problem 11: Przełomowość elektroprosumeryzmu transformacyjnego oraz humanizm posttransformacyjnego	119
Problem 12: Mapa doktryny elektroprosumeryzmu	120
Problem 13: Mechanizmy sprzężeń zwrotnych i instytucje jako fundament odporności	125
Problem 14: Potencjał przełomowych uproszczeń	128
Podręczny słownik zorientowany na doktrynę elektroprosumeryzmu	132
Bibliografia	137

3 Odbiorca przemysłowy – aktywny interesariusz procesu transformacji energetycznej 141

4 Rola i miejsce energetyki konwencjonalnej w procesie transformacji energetycznej 165

4.1. Strategia rozwoju sektora energetyki w kontekście transformacji energetycznej	165
4.2. Rozwój odnawialnych źródeł energii	166
4.3. Zmiana krajowej struktury wytwórczej energii	166
4.4. Sytuacja konwencjonalnych jednostek wytwórczych na paliwa kopalne	167
4.5. Prognoza zapotrzebowania na energię	169

4.6.	Wykorzystanie energii ze źródeł OZE	170
4.7.	Prognoza dotycząca stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na lata 2025–2040	171
4.8.	Ocena wystarczalności mocy	172
4.9.	Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna dla utrzymania wskaźników bezpieczeństwa	174
4.10.	Ocena sytuacji w KSE, możliwości zbilansowania mocy podażą ze źródeł konwencjonalnych	175
4.11.	Struktura mocy zainstalowanej w KSE wg PEP2040 (ver. 06.2023)	176
4.12.	Krajowe zapotrzebowanie na moc według Planu Rozwoju PSE . . .	179
4.13.	Uzupełnienie luki mocowej przez energetykę konwencjonalną	180
4.14.	Rola bloków węglowych w transformacji	181
4.15.	Rola bloków gazowych w transformacji	182
4.16.	Warunki bezpiecznej transformacji technologicznej z udziałem energetyki konwencjonalnej	184
5	Czynniki kształtujące poziom cen energii elektrycznej w okresie transformacji	185
5.1.	Wprowadzenie	185
5.2.	Wycena energii elektrycznej na rynku hurtowym (model tzw. „merit order”)	186
5.3.	Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce	187
5.4.	Struktura zużycia energii elektrycznej w Polsce	190
5.5.	Wybrane notowania cen energii elektrycznej na rynku giełdowym w Polsce	191
5.6.	Ceny sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych	194
5.7.	Czynniki fundamentalne kształtujące ceny energii elektrycznej w Polsce	197
5.8.	Podsumowanie	201
5.9.	Bibliografia	202
6	Polski Program Energetyki Jądrowej vs Transformacja Energetyczna	205
6.1.	Kontekst ogólnoswiatowy	205

6.2.	Wytwarzanie energii elektrycznej w wybranych krajach Europy i Polsce	209
6.3.	Strategia rozwoju energetyki w Polsce	213
6.4.	Uwagi końcowe	217
6.5.	Bibliografia	219
7	Możliwość wykorzystania modularnych reaktorów jądrowych (SMR) w przemyśle i energetyce	221
7.1.	Wstęp	221
7.2.	Rozwój innowacyjnych rozwiązań w zakresie konstrukcji i zastosowania SMR w kontekście transformacji energetycznej w Polsce . . .	222
7.3.	Rola szkolnictwa wyższego i instytutów badawczych w przygotowaniu kadr dla szerokiego wdrożenia SMR w praktyce	224
7.4.	Podsumowanie	227
7.5.	Bibliografia	227
8	Zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w systemie elektroenergetycznym Polski	231
8.1.	Wprowadzenie	231
8.2.	Stan źródeł wytwórczych w KSE	233
8.3.	Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2021, 2022 i 2023	234
8.4.	Zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w KSE	235
8.4.1.	Bezpieczeństwo pracy KSE	235
8.4.2.	Efektywność ekonomiczna analizowanych technologii JWCD i nJWCD	238
8.5.	Propozycja programu zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE	240
8.6.	Podsumowanie	244
8.7.	Bibliografia	246
9	Transformacja energetyczna – nowy model odpowiedzialności za dostawę i bilansowanie energii elektrycznej	249
9.1.	Wprowadzenie	249
9.2.	Uwarunkowania prawne	250

9.3. Przyłączanie OZE	251
9.4. Usługi elastyczności	251
9.5. Lokalne rynki energii	253
9.6. Przyszłość transformacji – niezbędne elementy	254
10 Odnawialne źródła energii – rola w systemie energetycznym, perspektywy i bariery rozwoju	257
10.1. Uwarunkowania społeczne i polityczne roli OZE w zaopatrywania w energię	257
10.2. Europejski Zielony Ład w Polsce	260
10.3. Główne bariery rozwoju elektroenergetyki OZE	262
10.4. Postulaty dotyczące polityki elektroenergetycznej Polski	263
10.5. Podsumowanie	266
11 Optymalizacja systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego na następną dekadę	267
11.1. Wstęp	267
11.2. Czysta energia w Polsce w przyszłości	268
11.2.1. Wyniki modelowania	268
11.2.2. Korzyści z kooptymalizacji	270
11.2.3. Najważniejsze wnioski	273
11.3. Optymalizacja indywidualnych sieci ciepłowniczych	274
11.3.1. Modelowanie indywidualnych sieci ciepłowniczych	276
11.4. Wnioski	276
11.5. Metodyka	277
11.5.1. Modelowanie na poziomie kraju	277
11.5.2. Modelowanie indywidualnych systemów	278
12 Neutralność klimatyczna w roku 2050: wnioski z badania możliwości osiągnięcia neutralności klimatycznej wybranych aglomeracji w Polsce	279
12.1. Wstęp	279
12.2. Transformacja na osłonach kontrolnych	280
12.3. Inżynierskie metody opisywania transformacji energetycznej	281
12.4. Efektywność energetyczna – teoria i praktyka	282

12.5. Elektroprosumeryzm – sposób na neutralność klimatyczną Warszawy?	284
12.6. Podsumowanie – aksjomaty transformacji energetycznej	290
12.7. Bibliografia	291
13 Wyzwania stojące przed automatyzacją systemową i działaniami operatorskimi: system elektroenergetyczny o dużym nasyceniu generacją OZE	293
13.1. Wstęp	293
13.2. Opanowanie problemów napięciowych w sieciach SN	294
13.3. Dynamiczna obciążalność linii 110 kV	295
13.4. Redysponowanie i ograniczenia generacji – nieunikniona konieczność	298
13.5. Operacyjne podziały sieci – naturalny element wdrażania elastyczności	300
13.6. Podejście hybrydowe – redysponowanie mocą z jednoczesną rekonfiguracją sieci	301
13.7. Podsumowanie	303
13.8. Bibliografia	303
14 Lokalny wymiar transformacji energetycznej	305
15 Sztuczna inteligencja handlująca energią na rynku dnia następnego	311
15.1. Wstęp	311
15.2. Definicja problemu	313
15.2.1. Rynek energii dnia następnego	313
15.2.2. Prosument	313
15.3. Powiązane badania	314
15.3.1. Stosowane w praktyce uczenie ze wzmocnieniem	314
15.3.2. Handel automatyczny na rynku energii elektrycznej	315
15.4. Symulowane uczenie się przez wzmacnianie on-line z zarejestrowanymi danymi środowiskowymi	316
15.5. Model	317
15.5.1. Proces Decyzyjny Markowa	317
15.5.2. Strategia czarnej skrzynki i jej optymalizacja poprzez uczenie się przez wzmacnianie	318

15.5.3. Strategia porównawcza	319
15.6. Eksperymenty	319
15.7. Wyniki	320
15.8. Podsumowanie	321
15.9. Bibliografia	321
16 Zapewnienie elastyczności sieci elektroenergetycznych z wykorzystaniem nowatorskich technologii informatycznych kluczem skutecznej transformacji energetycznej	327
RAPORT 2	
BEZPIECZEŃSTWO INFRASTRUKTURY KRYTYCZNEJ	331
17 Suwerenność technologiczna kluczowym czynnikiem w systemach bezpieczeństwa Infrastruktury Krytycznej	333
18 Nowoczesne systemy łączności oraz heterogeniczne platformy UAV w aspekcie Systemów Zarządzania Kryzysowego	337
18.1. Wprowadzenie	337
18.2. Nowoczesny system łączności w aspekcie Systemu Zarządzania Kryzysowego	338
18.3. Parametry pracy systemu łączności oraz analiza kanału transmisyjnego	339
18.4. Wykorzystanie UAV jako retranslacyjnych modułów radiowych	341
18.5. Heterogeniczna platforma UAV	343
18.6. Zakończenie	346
18.7. Bibliografia	347
19 Sztuczna inteligencja dla bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej	349
19.1. Wstęp	349
19.2. Ochrona sieci elektroenergetycznych stwarza liczne wyzwania z kilku głównych powodów	350
19.3. AI wspomaga optymalizację posiadanych zasobów bezpieczeństwa	351
19.4. AI dla wzmocnienia systemowej odporności sieci elektroenergetycznych	352
19.5. Bibliografia	353

20	Standaryzacja i certyfikacja cyberbezpieczeństwa urządzeń i systemów przemysłowych	355
20.1.	Wprowadzenie	355
20.2.	Certyfikacja cyberbezpieczeństwa urządzeń informatycznych	357
20.3.	Certyfikacja cyberbezpieczeństwa urządzeń przemysłowych	360
20.4.	Podsumowanie	364
21	Główne problemy bezpieczeństwa OT	367
21.1.	Wprowadzenie	367
21.2.	Rekomendowane wymagania bezpieczeństwa dla OT	369
21.3.	Integracja OT w SOC	370
21.4.	Usługi SOC dedykowane dla OT	371
21.5.	Podsumowanie	373
22	Nowoczesne systemy ochrony kolejowej infrastruktury krytycznej	375
22.1.	Wstęp	375
22.2.	Infrastruktura krytyczna	375
22.3.	Ochrona infrastruktury krytycznej	376
22.4.	Kolejowa infrastruktura krytyczna	377
22.5.	Systemy wspomagające ochronę fizyczną infrastruktury kolejowej	380
22.6.	Systemy wspomagające ochronę techniczną infrastruktury kolejowej	381
22.7.	Systemy wspomagające ochronę osobową infrastruktury kolejowej	382
22.8.	Systemy wspomagające ochronę teleinformatyczną infrastruktury kolejowej	382
22.9.	Podsumowanie	383
22.10.	Bibliografia	383
23	Roll-out liczników inteligentnych w Polsce w kontekście bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej	385
23.1.	Wstęp	385
23.2.	Kontekst i istota problemu	386
23.3.	Skrzecząca rzeczywistość przetargów na liczniki SMART	389
23.4.	Rekomendacje	390

23.5. System weryfikacji i dopuszczania do rynku polskiego liczników SMART – propozycja	393
23.6. Podsumowanie	395
23.7. Bibliografia	395
24 Infrastruktura to też ludzie! Bezpieczeństwo pracy elektryków i funkcjonowania urządzeń rozdzielczych	397
25 Bezpieczeństwo komponentów, procesu, infrastruktury w kontekście cyberodporności	403
25.1. Wprowadzenie	403
25.2. Przykład środowiska dla dziedzinowych systemów elektroenergetyki i wprowadzenie fundamentalnych elementów cyberbezpieczeństwa	404
25.2.1. Przykład środowiska dla dziedzinowych systemów elektroenergetyki	405
25.2.2. Monitorowanie i cyberbezpieczeństwo środowiska IED dla IEC 61850	407
25.3. Rozwiązanie zagadnienia monitorowania sieci IEC 61850	411
25.4. Podsumowanie	412
25.5. Bibliografia	413
RAPORT 3	
FOTONIKA – POLSKA SPECJALNOŚĆ W ELEKTRONICE	415
26 Fotonika.pl – w którą stronę? Stan obecny i perspektywy rozwoju fotoniki w Polsce	417
26.1. Wprowadzenie	417
26.2. Zaawansowane technologie elektroniki i fotoniki w pryzmacie wyzwań i zagrożeń współczesnego świata	419
26.3. Mapa centrów fotonicznych w Polsce	428
26.4. Diamenty polskiej fotoniki – wybrane obszary kompetencji	429
26.5. Kierunki rozwoju i trendy – podsumowanie spotkań warsztatowych w programie „Fotonika.pl – which way further”	441
26.6. Podsumowanie i kierunki dalszych prac	444
SUPLEMENT	445

Słowo wstępne przewodniczącego Rady Programowej IV Kongresu Elektryki Polskiej

„Absens carens¹”

IV Kongres Elektryki Polskiej organizowany przez Stowarzyszenie Elektryków Polskich to krajowe spotkanie przedstawicieli nauki, polityki, kluczowych przedsiębiorstw energetycznych oraz podmiotów branżowych, którzy mają kompetencje i ambicje realnego wpływu na zmiany polskiego systemu energetycznego. IV Kongres Elektryki Polskiej organizowany jest pod znaczącym hasłem: „Energetyka jutra – bezpieczeństwo pokoleń”. Jest to bardzo ambitne przedsięwzięcie, które ma stanowić początek do ogólnopolskiej akcji edukacyjno-informacyjnej dla szeroko rozumianego społeczeństwa Polski. Energetyka jutra ma uświadomić i nakreślić strategię działania dla polityków, działaczy samorządowych, specjalistów praktycznie wszystkich obszarów gospodarki narodowej oraz instytucji pozarządowych w celu przeprowadzenia procesu przełomowej transformacji energetycznej Polski. Bezpieczeństwo pokoleń jest rozumiane głównie na poziomie polskiego społeczeństwa. Oczekuje się określenia struktury i funkcjonalności nowego polskiego systemu energetycznego, w którym nie będą wykorzystywane paliwa kopalne (węgiel kamienny i brunatny, ropa naftowa i gaz ziemny) do celów energetycznych, ale który zapewni bezpieczne warunki do życia przyszłym pokoleniom. Nie zapominając o obecnym pokoleniu, należy zapewnić bezpieczną ścieżkę procesu przejścia z obecnego systemu energetycznego do tego nowego. Jest to bez wątpienia proces długoterminowy (ponad dwadzieścia lat) i ze względu na przełomowość technolo-

¹ „Nieobecni nie mają racji”

giczną wymagający dobrego przygotowania polskiego społeczeństwa. W tym kontekście koncentracja uwagi na trzech zaproponowanych obszarach tematycznych jest merytorycznie i praktycznie uzasadniona.

Raport otwarcia składa się z trzech raportów z następujących obszarów tematycznych:

1. Polska w obliczu transformacji energetycznej,
2. Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej,
3. Fotonika – polska specjalność w elektronice.

Transformacja energetyczna służy realizacji podstawowego celu, jakim jest osiągnięcie do 2050 roku neutralności klimatycznej. Eliminowanie z mixsu surowcowego paliw kopalnych oraz redukcja emisji gazów cieplarnianych wymaga nie tylko uruchamiania nowych, odnawialnych źródeł energii – takich jak elektrownie wiatrowe i słoneczne, ale również ponownego spojrzenia w stronę energetyki jądrowej oraz rozwoju energetyki przemysłowej i prosumenckiej. Kluczowego znaczenia nabiera program budowy magazynów energii, który musi iść w parze z rozwojem OZE. Transformacja energetyczna nie może zamknąć się w obszarze wytwarzania i przesyłu energii, ale musi objąć praktycznie wszystkie sektory gospodarki i wszystkich interesariuszy procesu transformacji. W warunkach silnego uzależnienia polskiej energetyki od generacji opartej na spalaniu węgla transformacja musi wiązać się z ogromnymi inwestycjami i szybkim rozwojem innowacyjnych technologii, co stanowi szansę rozwojową dla całej gospodarki.

Program transformacji energetycznej to plan, którego realizacja obliczona jest na blisko trzy dekady. Powinien zostać przyjęty w drodze szerokiego konsensusu, uzyskać wyraźne poparcie społeczne i nie może być wrażliwy na koniunktury polityczne. Wypracowanie takiego programu jest wspólnym obowiązkiem i odpowiedzialnością wszystkich sił politycznych w kraju oraz wszystkich podmiotów i organizacji działających w energetycznym łańcuchu wartości.

Agresja Federacji Rosyjskiej na Ukrainę w roku 2022 uświadomiła znaczenie jakie dla funkcjonowania nowoczesnego państwa i społeczeństwa ma utrzymanie **infrastruktury krytycznej**. Dotyczy to bardzo szerokiego zakresu zagadnień związanych z energetyką, łącznością, obroną narodową, transportem, służbami ratowniczymi, ochroną zdrowia, produkcją żywności, dostawą wody i wielu innych dziedzin. W obszarach związanych z elektroenergetyką szczególne znaczenie ma utrzymanie infrastruktury związanej z generacją, przesyłem i rozdziałem energii elektrycznej. Doświadczenia wojny w Ukrainie stawiają wiele pytań dotyczących bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej w Polsce, na które – przynajmniej na razie – brakuje jednoznacznych odpowiedzi.

Fotonika jest jedną z dziedzin nowoczesnej elektroniki, w której Polska ma osiągnięcia na najwyższym poziomie. Dziedzina ta jest blisko związana z przemysłem wysokich technologii. Rozwój polskiej optoelektroniki rozpoczął się jeszcze w latach siedemdziesiątych ubiegłego stulecia, przyspieszając dynamicznie w pierwszych dwóch dekadach XXI wieku. Sukcesy polskiej fotoniki, wyraźnie zaznaczającej swoją obecność na mapie dokonań zespołów europejskich i światowych, są przede wszystkim zasługą kadry naukowej i technicznej prowadzącej badania na wiodących uczelniach i w ośrodkach przemysłowych. Wśród najważniejszych wymienić można nowatorskie rozwiązania z dziedziny technologii materiałowej półprzewodników, włókien światłowodowych, konstrukcji detektorów i systemów obrazowania oraz ich praktyczne implementacje w szerokiej gamie systemów do zastosowań cywilnych i wojskowych.

Raport otwarcia zawiera merytoryczne aspekty, które stanowią bazę do dyskusji problemowych na Kongresie. Są to autorskie opracowania specjalistów w poszczególnych wątkach tematycznych, w które w żaden sposób nikt nie ingerował. Wynika to z przyjętej przez Stowarzyszenie Elektryków Polskich roli stworzenia platformy dyskusyjnej dla wszystkich interesariuszy w przedmiotowym temacie. Panele dyskusyjne będą koncentrowały się na problemach i kwestiach spornych (kontrowersyjnych), które wymagają pilnego rozwiązania. Trzy wymienione obszary tematyczne łączą się w ujęciu praktycznym planowania rozwoju Polski. Wyniki, konkluzje i ustalenia IV Kongresu Elektryki Polskiej będą stanowiły podstawę do wyznaczenia trendów i strategii działania dla wszystkich podmiotów uczestniczących czynnie i biernie w procesie przełomowej transformacji energetycznej Polski.

Wiele krytycznych uwag, w kontekście procesu transformacji polskiego systemu energetycznego, kierowanych jest do polityków i sfer rządowych w Polsce. Objęcie IV Kongresu Elektryki Polskiej patronatami honorowymi daje nadzieję, że obecne władze są rzeczywiście zainteresowane głosem środowisk specjalistów w tak ważnym dla Polski temacie. Mam nadzieję, że zarówno niniejszy Raport jak i wnioski z dyskusji kongresowych trafią do wszystkich Ministerstw i instytucji branżowo odpowiedzialnych za poszczególne elementy procesu transformacji i zostaną wykorzystane dla dobra Polski i naszego społeczeństwa.

Sławomir Cieślík
Prezes Stowarzyszenia Elektryków Polskich
Przewodniczący Rady Programowej IV KEP



Rada Programowa IV Kongresu Elektryki Polskiej

1. prof. dr hab. **Konrad Banaszek**
Uniwersytet Warszawski
2. dr inż. **Przemysław Berowski**
Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy
3. prof. dr hab. inż. **Zbigniew Bielecki**
Wojskowa Akademia Techniczna
4. prof. dr hab. inż. **Andrzej G. Chmielewski**
Instytut Chemii i Techniki Jądrowej
5. **Andrzej Cieślak**
Dynacon sp. z o.o
6. dr hab. inż. **Sławomir Cieślik**, profesor Politechniki Bydgoskiej
Stowarzyszenie Elektryków Polskich
Politechnika Bydgoska
przewodniczący Rady Programowej IV KEP
7. **Rafał Czaja**
Stowarzyszenie na Rzecz Efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego
8. prof. dr hab. inż. **Dominik Dorosz**
Akademia Górniczo-Hutnicza
Polski Komitet Optoelektroniki SEP
9. dr hab. inż. **Janusz Dudczyk**, profesor Wojskowej Akademii Technicznej
WB GROUP

10. dr inż. **Andrzej Hachoł**, profesor Politechniki Wrocławskiej
Stowarzyszenie Elektryków Polskich
koordynator bloku tematycznego „Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej”
11. dr inż. **Krzysztof Hajdrowski**
Biuro Innowacji i Nowych Technologii ENEA S.A.
12. prof. dr hab. **Agnieszka Iwan**
Wojskowy Instytut Techniki Inżynieryjnej im. Profesora Józefa Kosackiego
Akademia Wojsk Lądowych im. Generała Tadeusza Kościuszki
13. prof. dr hab. inż. **Leszek R. Jaroszewicz**
Wojskowa Akademia Techniczna
14. prof. dr hab. inż. **Piotr Kacejko**
Politechnika Lubelska
15. **Henryk Kaliś**
Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu
Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
16. **Stefan Kamiński**
Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji
17. prof. dr hab. inż. **Waldemar Kamrat**
Politechnika Gdańska
18. mec. **Michał Kibil**
Kancelaria Prawna DGTL Kibil Piecuch i Wspólnicy
19. dr inż. **Zygmunt Krasieński**
Polska Izba Gospodarcza Zaawansowanych Technologii
20. dr hab. inż. **Krzysztof Kopczyński**, profesor WAT
Wojskowa Akademia Techniczna
Polski Komitet Optoelektroniki SEP
21. dr inż. **Artur Kozłowski**, profesor EMAG
Instytut Technik Innowacyjnych EMAG – Sieć Badawcza Łukasiewicz
22. prof. dr hab. inż. **Małgorzata Kujawińska**
Politechnika Warszawska
23. **Marek Kulesa**
Towarzystwo Obrotu Energią

24. prof. dr hab. inż. **Jakub Kupecki**
Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy
25. prof. dr hab. inż. **Michał Malinowski**
Wydział Elektroniki i Technik Informatycznych
Politechnika Warszawska
26. dr hab. inż. **Paweł Mergo**, profesor UMCS
Uniwersytet Marii Curie-Skłodowskiej
Polski Komitet Optoelektroniki SEP
27. dr inż. **Tomasz Mirosław**
Krajowa Inteligentna Specjalizacja KIS-9 Elektronika i Fotonika
28. **Maciej Nowakowski**
Polska Platforma Technologiczna Fotoniki
29. **Grzegorz Onichimowski**
Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
30. dr inż. **Adam Piotrowski**
VIGO Photonics S.A.
31. dr hab. inż. **Ryszard Piramidowicz**, profesor Politechniki Warszawskiej
Polski Komitet Optoelektroniki SEP
koordynator bloku tematycznego „Fotonika – polska specjalność w elektronice”
32. prof. dr hab. inż. **Jan Popczyk**
Politechnika Śląska
Powszechna Platforma Transformacyjna Energetyki
33. dr hab. inż. **Ryszard Pregiel**, profesor nadzwyczajny
Polska Izba Gospodarcza Zaawansowanych Technologii
34. prof. dr hab. **Czesław Radzewicz**
Uniwersytet Warszawski
35. **Tomasz Słupik**
Energopomiar Sp. z o.o.
36. prof. dr hab. inż. **Jarosław Sotor**
Politechnika Wroclawska

37. dr inż. **Wojciech Stęplewski**
Instytut Tele- i Radiotechniczny
38. **Waldemar Szulc**
Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
39. **Jacek Szymczak**
Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie
40. prof. dr hab. inż. **Jan Szmidt**
Politechnika Warszawska
41. **Wojciech Tabiś**
Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
42. dr hab. inż. **Patryk Urban**, profesor ZUT
Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny
Polski Komitet Optoelektroniki SEP
43. prof. dr hab. inż. **Wacław Urbańczyk**
Politechnika Wrocławska
44. **Andrzej Werkowski**
Sekretarz Generalny SEP
koordynator bloku tematycznego „Polska w obliczu transformacji energetycznej”
45. **Robert Witek**
Ekspert
46. prof. dr hab. inż. **Wiesław Woliński**
członek rzeczywisty PAN
Polski Komitet Optoelektroniki SEP
47. prof. dr hab. inż. **Tomasz Woliński**
Politechnika Warszawska
48. **Lech Żak**
Stowarzyszenie Elektryków Polskich

RAPORT 1

**POLSKA W OBLICZU
TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ**

Koordinator: mgr inż. **Andrzej Werkowski**

Rozdział 1

Transformacja energetyczna w Polsce – kogo dotyczy i kto jest nią zainteresowany?

Sławomir Cieślik
Stowarzyszenie Elektryków Polskich
Politechnika Bydgoska

1.1. Wprowadzenie

Główną przyczyną problemów występujących obecnie w polskiej elektroenergetyce jest nieodpowiedzialna i bezkarna ingerencja polityków w obszary techniczne funkcjonowania polskiego systemu elektroenergetycznego. W artykułach [1,2,3] autor opisał szczegółowo ten stan, który prowadzi do niewłaściwych lub braku jakichkolwiek decyzji politycznych w zakresie energetyki w Polsce. W ostatnich latach działania praktycznie wszystkich polskich operatorów sieci elektroenergetycznych, którzy populistycznie chwala się inwestycjami, są raczej chaotyczne i nie posiadają uzasadnienia w długoletniej perspektywie. Decydującą winę w tym zakresie w Polsce ponosi władza ustawodawcza i wykonawcza. Niezależnie od opcji politycznej, po prostu politycy mają stosunkowo krótkie perspektywy ograniczone horyzontem wyborów na kolejne kadencje, a rzadko kiedy są zainteresowani rzetelną współpracą ze specjalistami z energetyki i elektroenergetyki.

Wobec tego stanu rzeczy wydawało się, że jedyną drogą, która może przygotować polską energetykę na nieuchronne zmiany jest działanie własne, oddolne

wytwórców energii, operatorów systemów energetycznych i uczonych na polskich uczelniach technicznych. Niestety, politycy skutecznie zablokowali również takie działania. Uzależnienie polityczne podmiotów gospodarki w zakresie szeroko rozumianej energetyki (prezesi powoływani, a co ważniejsze również odwoływani przez polityków) uniemożliwia im własną inicjatywę, zwłaszcza której wyniki mogą wykazać niezasadność narzuconych i przekazanych do realizacji zadań. Natomiast obecna organizacja polskiej nauki skutecznie odcina dużą grupę uczonych na polskich uczelniach, którzy chcieliby zajmować się przyszłością polskiej energetyki. Są oni zmuszani do publikacji w zagranicznych czasopiśmie o zasięgu światowym (publikacje w polskich czasopiśmie lub dyskusje naukowe na konferencjach nie dają „punktów”, które są w zasadzie najważniejsze dla Ministerstwa). Kto na świecie będzie zainteresowany rozwojem polskiego sektora energetycznego, jeśli sama Polska się tym nie interesuje? Odpowiedzią na to pytanie jest odrzucanie publikacji w tym temacie przez redaktorów czasopiśmie zagranicznych.

Państwo polskie, aż do chwili problemów z wystarczającą podażą węgla (głównie na skutek zakazu sprowadzania węgla z Rosji), ignorowało problemy przyszłości energetycznej Polski. Kolejne Polityki Energetyczne Polski [4,5,6] trudno nazwać poważnymi dokumentami, choćby z tego powodu, że polityka rozpisana na niepełny okres określonego procesu nie jest wiarygodna i można przypuszczać, że nie ma pewności czy planowane działania zmierzają do właściwego celu. Polityka energetyczna Polski powinna obejmować koncepcje na cały okres transformacji polskiego systemu energetycznego. Tym bardziej, że mamy do czynienia z przełomową transformacją. Opracowanie ułamkowej części procesu bez wizji przyszłego systemu energetycznego Polski (a ta powinna być określona np. na rok 2050) nie ma merytorycznej wartości.

Konkluzja 1

Polska nie ma poważnej, przemyślanej i ugruntowanej merytorycznie polityki energetycznej obejmującej perspektywę kilkudziesięciu lat. Bowiem, bez sformułowania koncepcji nowego polskiego systemu energetycznego (minimum na rok 2050) nie jest możliwe odpowiedzialne zaproponowanie strategii transformacji polskiej energetyki, a tym bardziej przyjęcie odpowiedzialnej polityki energetycznej Polski na kolejne dziesięciolecia.

Ten krótki wywód udowadnia sformułowaną na początku tezę, że w ostatnich latach działania praktycznie wszystkich polskich operatorów sieci elektroenergetycznych są chaotyczne i ukierunkowane „na potrzebę chwili”. Zaniedbania w prawdziwych inwestycjach w polskim systemie elektroenergetycznym próbuje się przykryć

wprowadzaniem nowych regulacji formalno-prawnych. Tłumacząc często wprowadzanie tych uwarunkowań enigmatycznym i przestarzałym pojęciem „bezpieczeństwa energetycznego” obywateli. Tymczasem, w wielu przypadkach chodzi o bezpieczeństwo, głównie ekonomiczne operatorów sieci dystrybucyjnych, a obywatele (odbiorcy końcowi, prosumenci) ponoszą całkowite koszty tych nieodpowiedzialnych i bezkarnych działań.

1.2. Europejskie postulaty dotyczące przyszłych systemów energetycznych

Na początku niezbędne jest podjęcie decyzji o zasadniczych skutkach dla przyszłego polskiego systemu energetycznego. Decyzja dotyczy tego, czy Polska respektuje wytyczne, trendy i postulaty formułowane w dokumentach Unii Europejskiej, czy ich nie respektuje? Czyli wprost, czy Polska zamierza być nadal członkiem Unii Europejskiej, czy zamierza być poza Unią Europejską? Sens dalszych rozważań jest tylko przy twierdzącej odpowiedzi w kontekście pierwszej części tego pytania i w sposób znaczący ogranicza zakres tych rozważań. Nie ma bowiem miejsca na dywagacje, że może w przyszłym systemie energetycznym Polski uwzględnić należy wykorzystanie paliw kopalnych (węgla kamiennego i brunatnego, ropy i gazu ziemnego). Tego typu rozwiązania można dopuszczać jedynie w okresie przejściowym i to z ogromnymi negatywnymi konsekwencjami: finansowymi (banki już teraz nie udzielają kredytów na inwestycje z udziałem paliw kopalnych), środowiskowymi (przy istniejących kontrowersjach odnośnie wpływu na klimat, niekwestionowany jest negatywny wpływ spalania paliw kopalnych na środowisko) i gospodarczymi (w handlu będą wykluczane produkty np. ze „śladem węglowym”). Czyli korzyści z dopuszczenia tego typu rozwiązań, nawet w okresie przejściowym, są pozorne (oczywiście docelowo są wykluczone).

Na potrzeby współczesnych dyskusji dotyczących struktury i funkcjonalności przyszłych systemów energetycznych, w tym również transformacji energetycznej przyjmijmy kwestie, które są podstawą uchwalanych dokumentów, i które odnoszą się do zasadniczych celów i zamierzeń Unii Europejskiej. Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej uchwalając dyrektywę [7] w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej wymienia między innymi następujące kwestie:

- W wizji unii energetycznej obywatele zajmują pozycję centralną, biorą odpowiedzialność za transformację energetyki, korzystają z nowych technologii, by zmniejszyć swoje rachunki i biorą czynny udział w rynku.

- Rynek wewnętrzny energii elektrycznej ma zapewniać prawdziwe możliwości wyboru wszystkim odbiorcom końcowym, a także oferować nowe możliwości gospodarcze, zapewniać konkurencyjne ceny, skuteczne zachęty do inwestycji i wyższe standardy usług.
- Osiągnięcie wspólnego celu, jakim jest obniżenie emisyjności systemu energetycznego, stwarza nowe szanse dla uczestników rynku i stawia przed nimi nowe wyzwania. Jednocześnie rozwój technologiczny umożliwia nowe formy zaangażowania konsumentów.
- W wizji Komisji Europejskiej rynek detaliczny ma lepiej służyć odbiorcom energii. Wykorzystując nowe technologie, nowe i innowacyjne przedsiębiorstwa świadczące usługi energetyczne powinny umożliwić wszystkim odbiorcom pełne uczestnictwo w procesie transformacji energetyki przez zarządzanie ich zużyciem energii w celu zapewnienia energooszczędnych rozwiązań, które umożliwią im zaoszczędzenie pieniędzy i przyczynią się do ogólnego zmniejszenia zużycia energii.
- **Odejście od wytwarzania energii w dużych, centralnych instalacjach wytwórczych i przechodzenie na zdecentralizowaną produkcję energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.** Rynki niskoemisyjne wymagają dostosowania obecnych zasad obrotu energią elektryczną oraz zmian w dotychczasowych rolach uczestników rynku.
- Konsumenci odgrywają główną rolę w dążeniu do osiągnięcia elastyczności niezbędnej do dostosowania systemu energii elektrycznej do niestabilnego i rozproszonego wytwarzania odnawialnej energii elektrycznej. Postęp technologiczny w zarządzaniu siecią i wytwarzaniu odnawialnej energii elektrycznej otworzył przed konsumentami wiele możliwości. Zdrowa konkurencja na rynkach detalicznych ma podstawowe znaczenie dla zapewnienia wprowadzania na zasadach rynkowych nowych innowacyjnych usług w odpowiedzi na zmieniające się potrzeby i możliwości konsumentów, przy jednoczesnym zwiększeniu elastyczności systemu. Jednak niedostarczanie konsumentom w czasie rzeczywistym lub zbliżonym do rzeczywistego informacji o ich zużyciu energii uniemożliwia im aktywny udział w rynku energii elektrycznej i w procesie transformacji energetyki. Poprzez wzmocnienie pozycji konsumentów i zapewnienie im narzędzi umożliwiających uczestniczenie w większym stopniu w rynku, w tym uczestnictwo w nowy sposób, zmierza się do tego, aby rynek wewnętrzny energii elektrycznej przynosił korzyści obywatelom.

- W celu popierania konkurencji i zapewnienia dostaw energii elektrycznej po najbardziej konkurencyjnej cenie państwa członkowskie i organy regulacyjne powinny ułatwiać transgraniczny dostęp nowym dostawcom energii elektrycznej pochodzącej z różnych źródeł energii, jak również nowym dostawcom wytwarzania, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru.
- Państwa członkowskie powinny nadal mieć dużą swobodę nakładania na przedsiębiorstwa energetyczne – w ogólnym interesie gospodarczym – obowiązków użyteczności publicznej. Państwa członkowskie powinny zapewniać odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi prawo do korzystania z dostaw energii elektrycznej o określonej jakości i po łatwo porównywalnych, przejrzystych i konkurencyjnych cenach. Obowiązki użyteczności publicznej w formie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej stanowią jednak zasadniczo środek zakłócający, który często prowadzi do akumulacji deficytów taryfowych, ograniczenia konsumentom możliwości wyboru, osłabienia zachęt do oszczędzania energii i inwestowania w efektywność energetyczną, niższych standardów usług, niższego poziomu zaangażowania i satysfakcji konsumentów oraz do ograniczenia konkurencji, a także do zmniejszenia liczby innowacyjnych produktów i usług na rynku. W związku z tym państwa członkowskie powinny stosować inne narzędzia polityki, w szczególności ukierunkowane środki polityki społecznej, w celu zagwarantowania swoim obywatelom przystępności cenowej dostaw energii elektrycznej. Interwencje publiczne w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej powinny być dokonywane wyłącznie jako obowiązki użyteczności publicznej i powinny podlegać szczególnym warunkom określonym w odpowiedniej dyrektywie. W pełni zliberalizowany, dobrze funkcjonujący rynek detaliczny energii elektrycznej stymulowałby konkurencję cenową i pozacenową między istniejącymi dostawcami i stwarzałby zachęty dla nowych podmiotów wchodzących na rynek, zwiększając tym samym możliwości wyboru i stopień zadowolenia po stronie konsumentów.
- Wszyscy konsumenci powinni mieć możliwość czerpania korzyści z bezpośredniego uczestnictwa w rynku, w szczególności przez dostosowywanie swojego zużycia energii w odpowiedzi na sygnały rynkowe, a w zamian za to korzystanie z niższych cen energii lub otrzymywanie innych zachęt finansowych. Korzyści z takiego aktywnego uczestnictwa będą prawdopodobnie z czasem wzrastać, gdyż zwiększy się świadomość konsumentów – którzy w przeciwnym razie pozostaliby bierni – na temat możliwości wynikających dla nich z bycia odbiorcami aktywnymi, a informacje o możliwości aktywnego uczestnictwa staną się bardziej dostępne i lepiej znane. Konsumenci

powinni mieć możliwość uczestniczenia we wszystkich formach odpowiedzi odbioru. Powinni oni zatem mieć możliwość skorzystania z pełnego wprowadzenia inteligentnych systemów opomiarowania, a jeżeli wprowadzenie takich systemów oceniono negatywnie – mieć możliwość wyboru posiadania inteligentnych systemów opomiarowania oraz umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Dzięki temu mogliby oni dostosowywać swoje zużycie do sygnałów cenowych w czasie rzeczywistym, odzwierciedlających wartość i koszt energii elektrycznej lub przesyłu w różnych okresach.

- Konsumenci powinni móc zużywać, magazynować oraz sprzedawać na rynku energię elektryczną wytwarzaną we własnym zakresie oraz uczestniczyć we wszystkich rynkach energii elektrycznej przez zapewnianie elastyczności systemu, na przykład przez magazynowanie energii, takie jak magazynowanie przy użyciu pojazdów elektrycznych, poprzez odpowiedź odbioru lub poprzez systemy efektywności energetycznej. Rozwój nowych technologii ułatwi takie działania w przyszłości. Istnieją jednak bariery prawne i handlowe, w tym na przykład nieproporcjonalne opłaty za energię elektryczną zużywaną wewnątrz, obowiązek wprowadzania wytworzonej we własnym zakresie energii do systemu energetycznego i obciążenia administracyjne, takie jak nakładanie na konsumentów, którzy wytwarzają energię elektryczną we własnym zakresie i sprzedają ją do systemu, obowiązku spełniania wymogów stosowanych wobec dostawców.
- Obywatelskie społeczności energetyczne nie powinny napotykać ograniczeń regulacyjnych, jeżeli stosują istniejące lub będą stosować przyszłe technologie informacyjno-komunikacyjne do podziału między swoich członków lub udziałowców, na zasadach rynkowych, energii elektrycznej wytwarzanej przy użyciu aktywów wytwórczych w obrębie danej społeczności energetycznej, na przykład przez kompensowanie składnika „energia” na rachunkach członków lub udziałowców z wykorzystaniem wytwarzania dostępnego w obrębie tej społeczności, w tym za pośrednictwem sieci publicznej, pod warunkiem że oba punkty pomiarowe należą do danej społeczności. Podział energii elektrycznej umożliwia członkom lub udziałowcom korzystanie z dostaw energii elektrycznej pochodzącej z instalacji wytwórczych w obrębie społeczności, nawet gdy nie znajdują się oni fizycznie w bezpośrednim sąsiedztwie instalacji wytwórczej i nawet gdy znajdują się za pojedynczym punktem pomiarowym. Podział energii elektrycznej nie powinien wpływać na pobieranie opłat sieciowych, należności i podatków dotyczących przepływów energii elektrycznej. Podział powinien być możliwy stosownie do obowiązków i odpowiednich przedziałów czasowych dotyczących bilansowania, pomiarów i rozliczania.

- Państwa członkowskie powinny zachęcać do modernizacji sieci dystrybucyjnych, na przykład przez wprowadzanie sieci inteligentnych, które powinny być budowane w sposób zachęcający do zdecentralizowanego wytwarzania energii i do efektywności energetycznej.
- Osiągnięcie zaangażowania konsumentów wymaga odpowiednich zachęt i technologii, takich jak inteligentne systemy opomiarowania. Inteligentne systemy opomiarowania umacniają pozycję konsumentów, ponieważ umożliwiają im otrzymywanie w czasie zbliżonym do rzeczywistego dokładnych informacji zwrotnych o ich zużyciu energii lub jej wytwarzaniu oraz lepsze zarządzanie swoim zużyciem, udział w programach odpowiedzi odbioru i innych usługach i czerpanie z nich korzyści oraz zmniejszenie ich rachunków za energię elektryczną. Dzięki inteligentnym systemom opomiarowania również operatorzy systemów dystrybucyjnych mają lepszy obraz swoich sieci, a tym samym mogą zmniejszyć swoje koszty operacyjne i koszty utrzymania oraz przenieść te oszczędności na konsumentów w formie obniżenia taryf dystrybucyjnych.
- W ocenie gospodarczej wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania należy uwzględnić długoterminowe korzyści z ich wprowadzenia dla konsumentów i całego łańcucha wartości, takie jak lepsze zarządzanie siecią, bardziej precyzyjne planowanie i wskazywanie strat sieciowych.
- Inteligentne systemy opomiarowania wprowadzane przez państwa członkowskie na ich terytorium powinny być interoperacyjne i zdolne generować dane wymagane dla konsumenckich systemów zarządzania energią. W tym celu państwa członkowskie powinny należycie uwzględniać stosowanie odpowiednich dostępnych norm, w tym norm umożliwiających interoperacyjność na poziomie modelu danych i warstwy zastosowań, a także najlepsze praktyki oraz znaczenie rozwoju wymiany danych, przyszłe i innowacyjne usługi energetyczne, wprowadzanie inteligentnych sieci i rozwój rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- Kluczowym aspektem dostaw dla odbiorców jest zapewnianie dostępu do obiektywnych i przejrzystych danych na temat zużycia. Dlatego też konsumenci powinni mieć dostęp do swoich danych na temat zużycia oraz do cen i kosztów związanych z ich zużyciem.
- **Operatorzy systemów dystrybucyjnych muszą w sposób opłacalny zintegrować w systemie nowe zdolności wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza instalacje wytwarzające energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, oraz nowe obciążenia, takie jak obciążenia, które**

wynikają z pomp ciepła i pojazdów elektrycznych. W tym celu operatorom systemów dystrybucyjnych należy umożliwić korzystanie z usług rozproszonych zasobów energetycznych, takich jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii, i zachęcać ich do korzystania z takich usług, w oparciu o procedury rynkowe, w celu wydajnego eksploataowania sieci i unikania jej kosztownej rozbudowy.

- Organy regulacyjne powinny zapewniać, by operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych podejmowali stosowne działania służące zwiększeniu odporności i elastyczności ich sieci. W tym celu powinny one monitorować wyniki tych operatorów na podstawie takich wskaźników jak zdolność operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych do obsługi linii w warunkach dynamicznej obciążalności, rozwój zdalnego monitorowania i kontroli podstacji w czasie rzeczywistym, zmniejszanie strat sieciowych oraz częstotliwość i czas trwania przerw w zasilaniu.

Różnych kwestii, które zawiera dyrektywa [7] jest w sumie 99. Nie wszystkie mogą być przyjęte bezkrytycznie. Jednak, żeby dyskutować na poziomie uwarunkowań europejskich najpierw trzeba mieć przemyślaną propozycję dla Polski. Z tych kilkunastu przytoczonych wyżej należy wyciągnąć następujące wnioski w kontekście nowej sceny polskiej elektroenergetyki:

1. Odbiorca końcowy (obywatel, konsument, prosument) zajmuje pozycję centralną, jest właściwym podmiotem tej sceny, a nie podmiotem pozornym wykorzystywanym do dalszego umacniania monopolistycznej pozycji i dbającego o swoje bezpieczeństwo finansowe operatora.
2. Nowa scena polskiej elektroenergetyki stwarza nowe szanse dla jej aktorów (interesariuszy) i stawia przed nimi nowe wyzwania, w tym nowe role konsumentów (prosumentów), ale również nowe role operatorów. Ma być wzmocniona pozycja konsumentów (prosumentów) poprzez zapewnienie im narzędzi umożliwiających uczestniczenie w większym stopniu w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych (na poziomie lokalnym) i kontrolowanie skuteczności i efektywności zarządzania pracą sieci przez operatorów. Operatorzy powinni wykorzystać inteligentne systemy opomiarowania do efektywnego zarządzania pracą sieci, prowadząc do wymiernego zmniejszenia kosztów operacyjnych i kosztów utrzymania oraz w sposób efektywny (wymierny) przenieść te oszczędności na konsumentów (prosumentów), np. w formie obniżenia taryf dystrybucyjnych.

3. Konieczne jest usuwanie wszelkich barier w dążeniu do osiągnięcia elastyczności niezbędną do dostosowania nowego systemu elektroenergetycznego do niestabilnego i rozproszonego wytwarzania energii pochodzącej ze źródeł energii odnawialnej, a nie próba ograniczania pracy jednostek wytwórczych (opartych na źródłach odnawialnych) i marnowanie możliwości pozyskania energii z tego typu źródeł.
4. Konsumenci (prosumenci) powinni mieć możliwość skorzystania z pełnego wprowadzenia inteligentnych systemów opomiarowania, a nie tylko wycinkowego, ograniczonego i reglamentowanego dostępu do danych swoich instalacji pochodzących z liczników zdalnego odczytu.
5. Konsumenci (prosumenci) powinni mieć prawo, może nawet powinni być zachęceni, do tworzenia wszelkiego rodzaju obywatelskich społeczności, dla których nie powinno się stosować uciążliwych ograniczeń regulacyjnych. Warunkiem jest stosowanie przez te społeczności przyszłych technologii informacyjno-komunikacyjnych do podziału między jej członkami energii elektrycznej wytworzonej przez jej udziałowców, przy czym podział ten nie powinien skutkować pobieraniem opłat sieciowych, należności i podatków dotyczących przepływu energii elektrycznej w takich warunkach.
6. Operatorzy powinni uzasadniać wszelkiego rodzaju działania modernizacyjne i inwestycyjne (np. budowa nowych fragmentów infrastruktury sieciowej) udokumentowanym dążeniem do zdecentralizowanego wytwarzania energii oraz do zwiększenia efektywności energetycznej.

Konkluzja 2

1. Nie można stosować żadnych środków ograniczających prosumentowi pozyskiwania energii elektrycznej na własne potrzeby z jego własnej mikroinstalacji, np. wymuszania wyłączenia inwerterów, gdy napięcie w sieci elektroenergetycznej przekracza dopuszczalną wartość (to operator ma ustawowe zadanie utrzymania właściwych parametrów napięcia w sieci). Należy jednak wrócić i umocnić w świadomości społecznej ideę prosumenta. Jest to odbiorca energii elektrycznej z możliwością pozyskiwania energii na własne potrzeby. Zatem warunki pozyskiwania energii muszą być dostosowane do zużycia energii. Nie powinno być żadnych relacji finansowych między prosumentem a zewnętrzną dostawcą energii elektrycznej. Rozliczana powinna być energia (tutaj jest różnica odnośnie do wytycznych europejskich, gdzie jest mowa

o sprzedaży energii elektrycznej przez prosumenta).

2. Konieczne jest wprowadzenie prawdziwej konkurencyjności operatorów sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia w przyszłym systemie energetycznym Polski (najlepiej niezależnych od rządu). System przesyłowy powinien być obsługiwany przez operatora narodowego (z nadzorem rządowym), ale operator systemu przesyłowego powinien mieć rolę usługową w stosunku do systemów średniego i niskiego napięcia.
3. Poprzednia konkluzja wynika również z tego, że podstawowe bilansowanie energii i mocy musi odbywać się w obszarach sieci niskiego napięcia, następnie średniego napięcia, a to czego brakuje lub jest nadwyżka musi opanować operator systemu przesyłowego. Diametralnie zmienia to podejście do konstruowania struktury, a zwłaszcza funkcjonalności przyszłego polskiego systemu energetycznego. W pierwszej kolejności zagospodarowuje się energetycznie i mocowo lokalnie bilansowane obszary sieci niskiego napięcia, następnie średniego, a na końcu wysokiego.

1.3. Transformacja energetyczna

Wszelkie definicje transformacji energetycznej, w których próbuje się nadmiarowo uszczegółowić lub ukierunkować ten proces prowadzą do jego zawężenia merytorycznego, a w efekcie do deformacji jego sensu. Tylko dla przykładu zostaną przytoczone definicje transformacji energetycznej podane w [8]:

1. Zmiany paliwa oraz związanych z nimi technologii.
2. Zmiany struktury paliw wykorzystywanych w produkcji energii oraz zmiany technologii używanych do ich wykorzystywania.
3. Szczególnie istotny szereg zmian w sposobie wykorzystywania energii przez społeczeństwo, potencjalnie wpływający na jej źródła, nośniki, przetwarzanie oraz usługi z nią związane.
4. Przejście z systemu gospodarczego zależnego od jednego lub szeregu źródeł energii i technologii do innego systemu.

W monografii [9] pojęcie transformacji nawiązuje do sposobów aktywnego kształtowania zmian w procesach. Przywoływana jest koncepcja Anthoniego Giddensa,

w której wyróżnia cztery obszary transformacji: infrastruktura i technologie, kapitał, instytucje oraz wartości kulturowe. Istotną kwestią jest to, że wszystkie wymienione obszary są ze sobą powiązane i wzajemnie na siebie oddziałują. To jest optymistyczne. Stwierdzenie Autorki, że przyjęta w tej monografii formuła analizy transformacji odnosi się przede wszystkim do obszaru prawno-instytucjonalnego z uwzględnieniem aspektów gospodarczych i społecznych zaprzecza wcześniej zidentyfikowanemu aspektowi ujęcia systemowego. Autorka wpadła w pułapkę opisaną w pierwszym zdaniu tego podrozdziału. Zastosowanie badań w oparciu o metodykę nauk politycznych i stosunków międzynarodowych jest błahym uzasadnieniem, zwłaszcza uwzględniając to, że aspekty technologiczne zostały potraktowane tylko jako narzędzie transformacji. Takie podejście wprost wpisuje się w problemy rozumienia ujęcia systemowego zagadnień, o których autor tego rozdziału pisał m.in. w [2].

Definicja transformacji energetycznej jest następująca. **Transformacja energetyczna jest to proces, na który składa się szereg podejmowanych wyborów i działań mających na celu zamianę jednego, określonego stanu na inny stan systemu energetycznego.** Graficznie transformację energetyczną można przedstawić jak na rysunku 1.1.



Rys. 1.1. Transformacja energetyczna

Takie rozumienie transformacji energetycznej wymaga ustalenia w pierwszej kolejności czy inny, nowy stan systemu energetycznego jest też określony, czy jest nieznan. W drugim przypadku mamy do czynienia z transformacją energetyczną do nieznanego. Jest to niestety przypadek, który aktualnie próbuje się z różnym skutkiem realizować (najczęściej sprowadza się to do opowieści jaki był postulowany stan polskiego systemu energetycznego ok. 30 lat temu i co nie udało się do tej pory zrobić w tym zakresie). W pierwszym przypadku (postulowany stan systemu energetycznego wynikający z określonej koncepcji) można z większą precyzją (mniejszym ryzykiem) dokonywać wyboru lub korekty wybranej trajektorii transformacji energetycznej [1]. Z tego wynika cały katalog niezbędnych działań w różnych obszarach nauki oraz zaawansowanej techniki i inżynierii, których celem jest [2]:

1. opracowanie koncepcji nowego polskiego systemu elektroenergetycznego,

2. wyznaczenie trajektorii, drogi transformacji polskiej energetyki ze stanu teraźniejszego do stanu postulowanego,
3. stworzenie warunków do przygotowania się przedsiębiorstw i społeczeństwa do funkcjonowania w nowych realiach.

Dopiero teraz można przejść do obszarów transformacji energetycznej, np. tych proponowanych we wspomnianej koncepcji Anthonego Giddensa: infrastruktura i technologie, kapitał, instytucje oraz wartości kulturowe, ale uzupełnionych o jasne wskazanie, że dotyczy to wszystkich sektorów obecnego i przyszłego systemu energetycznego: pozyskiwanie, przesył i użytkowanie energii. Magazynowanie energii jest traktowane w kategoriach jej użytkowania. Graficzna interpretacja transformacji energetycznej jest przedstawiona na rysunku 1.2.



Rys. 1.2. Obszary transformacji energetycznej

Konkluzja 3

1. Z definicji transformacji energetycznej wynika, że interesuje nas stan obecny systemu energetycznego oraz postulowany stan przyszłego systemu (w przypadku istnienia koncepcji przyszłego systemu energetycznego), nie mają większego znaczenia zaszłości historyczne (mogą one być rozpatrywane jedynie w kategoriach zdobycia doświadczenia, ale na tym poziomie rozwiązywania problemu powinno się opierać na specjalistach).
2. Problemy transformacji energetycznej należy rozważać jako zagadnienie systemowe, przynajmniej w czterech obszarach: infrastruktura i technologie, kapitał, instytucje oraz wartości kulturowe. Analizy wybiórcze w wymienionych obszarach z natury ujęcia systemowego będą niekompletne, a często wprowadzające duże błędy w wyborze lub korekcie wybranej trajektorii transformacji.
3. Przedmiotowe systemy energetyczne muszą być traktowane kompletnie, czyli z uwzględnieniem wszystkich ich sektorów: pozyski-

wanie, przesył i użytkowanie energii. Wybór tylko jednego sektora, np. pozyskiwania energii prowadzi do tych samych skutków jak w poprzednim punkcie.

4. Przy konstruowaniu koncepcji przyszłego systemu energetycznego, ale szczególnie w przypadku wyboru transformacji energetycznej do nieznanego trzeba poruszać się tylko w obszarach wynikających z europejskich postulatów dotyczących przyszłych systemów energetycznych, w których nie wykorzystuje się paliw kopalnych (węgla kamiennego i brunatnego, ropy i gazu ziemnego).

W literaturze występuje praktycznie tylko jedna koncepcja przyszłego systemu energetycznego Polski przedstawiona w [10]. Jest to koncepcja, która ma podstawę teoretyczną (dedukcyjną) w triplecie paradygmatycznym monizmu elektrycznego, co w praktyce przekłada się na jedyność energii elektrycznej, pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Podkreśla się, że energetyka jądrowa nie jest odnawialna, ani też neutralna względem środowiska. Nie ma publikacji, która w sposób merytoryczny podważyłaby zaproponowaną koncepcję. Ogólne głosy w środowisku elektroenergetyków, że jest to nierealne, bez podania merytorycznego uzasadnienia nie mogą być traktowane poważnie.

Kwestia dyskusyjna 1

Czy przedstawiona w [10] koncepcja przyszłego polskiego systemu energetycznego (stanu, w którym nie będą wykorzystywane paliwa kopalne: węgiel kamienny i brunatny, ropa naftowa oraz gaz ziemny) może być przedstawiona jako cel w polskiej transformacji energetycznej o znaczeniu przełomowym? Jeżeli nie, to należy podać jakie elementy proponowanej koncepcji nie mogą być przyjęte, z jakiego powodu (uzasadnienie merytoryczne) oraz co proponuje się zamiast tych elementów.

1.4. Popyt na energię elektryczną

Kolejnym, może nawet kluczowym aspektem jest prognoza i rzeczywisty poziom popytu na energię elektryczną w nowym systemie energetycznym. Aby móc przewidywać zmiany zapotrzebowania na energię w kolejnych latach do roku 2050, należy ocenić, czy czynniki zwiększające popyt, tj. rosnąca liczba urządzeń, elektromobilność itp. będą miały silniejszy wpływ niż czynniki zmniejszające popyt na

energię, związane z efektywnością energetyczną. W publikacji [11], Autorzy piszą, że w pięciu na dziewięć scenariuszy dotyczących przyszłej niemieckiej energetyki zakłada się w horyzoncie lat 2030-35 niewielki spadek (!), a w czterech pozostałych utrzymanie lub niewielki wzrost konsumpcji energii elektrycznej. Nie jest to zaskakujące, jeżeli odpowiednio wcześniej wprowadzi się edukację na odpowiednim poziomie oraz mechanizmy do wdrażania innowacyjnych wysokoefektywnych rozwiązań w energetyce we wszystkich sektorach: wytwarzania, przesyłania, dystrybucji, magazynowania i użytkowania energii elektrycznej. Należy zauważyć, że część energochłonnego przemysłu związana z przetwórstwem paliw kopalnych nie będzie już istniała.

1.5. Thomas Edison kontra Nikola Tesla – spór ciągle aktualny

Pod koniec XIX w. miał miejsce głośny spór pomiędzy dwoma geniuszami elektryki dotyczący kierunku rozwoju elektrotechniki, a dokładniej czy ma on się opierać na prądzie stałym czy zmiennym. Dziś, w elektroenergetyce panuje przekonanie, a na pewno przyzwyczajenie, że sieci i urządzenia muszą być na prąd przemienny. Przyjrzyjmy się bliżej aktualnemu stanowi tego zagadnienia w tym co jest najbliższe, mianowicie w instalacjach indywidualnych odbiorców końcowych (gospodarstwach domowych).

Gdy zastanowimy się jakie urządzenia są obecnie przyłączane do elektroenergetycznych instalacji niskiego napięcia (np.: oświetlenie LED, zasilacze urządzeń elektronicznych, moduły fotowoltaiczne) i jakie niedługo będą (samochody elektryczne), to musimy dojść do wniosku, że w zdecydowanej większości są to urządzenia, które bezpośrednio potrzebują zasilania stałoprądowego. Przyłączając je do sieci/instalacji przemiennoprądowej musimy stosować przekształtniki energoelektroniczne (prostowniki, przetwornice itp.). Dodatkowo pojawiają się problemy, m.in.: kompensacji mocy biernej (już niektórzy dostawcy energii elektrycznej próbują obciążać indywidualnych odbiorców końcowych dodatkowymi opłatami za moc bierną), wyższych harmonicznych prądów i napięć, zakłóceń elektromagnetycznych, wahań napięcia.

Kwestia dyskusyjna 2

Czy przy budowaniu nowego polskiego system energetycznego nie należy rozważyć przejścia na sieci i instalacje niskiego napięcia na prąd stały?

Może nawet również sieci średniego napięcia powinny być na prąd stały? Polskie Sieci Elektroenergetyczne przystąpiły do realizacji mostu HVDC z północy na południe Polski, chociaż jeszcze do niedawna mówiło się, że na tak krótkie odległości tego typu technologia nie jest opłacalna.

Znikną niektóre problemy, a do zasilania np. silników indukcyjnych będzie się stosowało przekształtniki prądu stałego na przemienny (będzie ich mniej niż teraz ogólnie rozumianych prostowników). W elektroenergetycznej sieci przesyłowej mamy duże doświadczenie w wysokonapięciowych połączeniach (kabel podmorski do Szwecji) i łączach (z Litwą) prądu stałego. Zauważmy, że zastosowanie przekształtników energoelektronicznych pozwala na swobodną współpracę podsystemów stałoprądowych z podsystemami przemiennoprądowymi. Dodatkową zaletą jest znacznie większa sterowalność całego systemu, co ma szczególne znaczenie w zarządzaniu przepływami energii.

Analizie należy również poddać zakres rozbudowy i funkcjonalność w nowym systemie elektroenergetycznych sieci, dziś nazywanych przesyłowymi i dystrybucyjnymi. Wszystko na to wskazuje, że w najbliższych latach będzie się intensywnie rozwijała energetyka obywatelska. Przy odpowiednio ukierunkowanej edukacji, w stosunkowo krótkim czasie społeczeństwo będzie bardziej świadome w zakresie efektywnego użytkowania energii elektrycznej, ale również możliwości jej pozyskiwania w lokalnych jednostkach wytwórczych wykorzystujących źródła odnawialne. Rozwój technologii magazynowania energii (w tym przyłączanie do sieci magazynów energii w samochodach elektrycznych) w sieciach niskiego napięcia (również na prądzie stałym!) oraz zastosowanie sztucznej inteligencji spowoduje, że będą się tworzyły samowystarczalne obszary energetyczne, które będą się łączyły z innymi tego typu obszarami za pomocą terminali dostępowych (może również na prądzie stałym?).

Są zatem duże szanse na to, że historia rozwoju energetyki zatoczy koło i powróci do samowystarczalnych lokalnych podsystemów elektroenergetycznych z możliwością kontrolowanego połączenia z innymi lokalnymi podsystemami.

1.6. Zmiany pokoleniowe i mityczne bezpieczeństwo ciągłości dostaw energii

W podręczniku [12] przytoczona jest definicja bezpieczeństwa energetycznego wprost z ustawy [13], jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicz-

nie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”. W interpretacji Autorów podręcznika „zachowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju jest to zespół działań zmierzających do stworzenia takiego systemu prawno-ekonomicznego, który wymuszałby: pewność dostaw, konkurencyjność oraz spełnienie wymogów ochrony środowiska”. Nie jest jasne skąd taka interpretacja podanej na początku definicji, żeby nie powiedzieć, że jest to nadinterpretacja. Dalej Autorzy uszczegóławiają, że m.in.: „pewność dostaw należy rozumieć jako zapewnienie stabilnych warunków, umożliwiających pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania gospodarki i społeczeństwa na energię odpowiedniego rodzaju i wymaganej jakości, realizowanych przez dywersyfikację kierunków dostaw oraz rodzajów nośników energii pozwalających na ich wzajemną substytucję”. Jak to się ma do przyszłości?

W ciągu ostatnich trzydziestu lat w polskim społeczeństwie zaszły diametralne zmiany. Pokolenie X (urodzeni w latach 1965-80) na progu dorosłości nie wyobrażało sobie np. możliwości komunikowania się w każdej chwili i praktycznie w każdych warunkach (telefony komórkowe). Wówczas cieszyło się z podłączenia telefonu stacjonarnego, które jeszcze niedawno było luksusem. Pokolenie to pamięta czasy dzieciństwa, gdy wyłączenie napięcia w sieci nie było zaskoczeniem. Pokolenie Y, czyli mileniałsi (urodzeni w latach 1980-95), zwane również „pokoleniem cyfrowym” praktycznie nie doświadczali już wyłączenia napięcia, ale dopiero stowarzyszenie Polski z Wspólnotami Europejskimi (Układ Europejski, 16 grudnia 1991 roku) otworzyło furtkę do wykorzystywania energii ze źródeł odnawialnych i przyłączania jednostek wytwórczych jako generacji rozproszonej. Do przełamania niechęci Zakładów Energetycznych do przyszłościowych rozwiązań trzeba było jeszcze parę lat poczekać. To stowarzyszenie Polski z Unią Europejską złamało ówczesną maksymę Zakładów Energetycznych (później Operatorów Sieci Dystrybucyjnych), że „z nikim nie było mi tak dobrze, jak bez ciebie!” w stosunku do prywatnych inwestorów w generację rozproszoną, wykorzystującą odnawialne źródła energii. Pokolenie Z (urodzeni w latach 1995-2012) oraz pokolenie Alfa (urodzeni w XXI wieku) mają już diametralnie inne wyobrażenie o funkcjonowaniu świata od poprzednich pokoleń. Nie znają świata bez internetu, nie potrafią żyć bez smartfonów, ale wykazują duże przywiązanie do ekologii, są świadomi własnej potrzeby równowagi i dobrostanu. W procesie transformacji energetycznej nie można tego faktu ignorować. Zwłaszcza w wyobrażeniu i projektowaniu przyszłego, docelowego polskiego systemu energetycznego (docelowego, czyli bez wykorzystywania węgla kamiennego i brunatnego, ropy oraz gazu ziemnego do celów energetycznych) konieczne jest uwzględnienie (przewidzenie) preferencji i stylu życia przyszłych pokoleń.

Trajektorie życiowe osób młodych uległy deinstytucjonalizacji i destandardyzacji [14]. Obecnie trajektorie życia młodych dorosłych są na tyle zróżnicowane, że

coraz częściej ciężko jest wskazać w życiu jednostek uniwersalny i kompletny zestaw wydarzeń, przez który można zdefiniować dorosłość. Nie znaczy to jednak, że należy ten problem zignorować i próbować narzucić sposób myślenia i styl życia poprzednich pokoleń. Przeciwnie, niezbędne jest zrozumienie takiego stanu rzeczy i umiejętność przewidywania zachowania i stylu życia przyszłych pokoleń. Jedną z przyczyn tego stanu rzeczy jest to, że większość życia młodych dorosłych przypadła na okres upowszechniania się technologii informatycznych i ich adaptacji w wielu obszarach życia codziennego [14]. Dało to młodym ludziom nieobserwowaną wśród starszych pokoleń łatwość w posługiwaniu się narzędziami cyfrowymi. Zmienia to zasadniczo sposób postrzegania świata i styl życia. Młodzi dorośli na ogół kładą większy nacisk na wartości związane z samorealizacją niż przedstawiciele starszych pokoleń. Zwracają większą uwagę na aspekty życia związane z rozrywką, samorozwojem oraz zdobywaniem nowych doświadczeń [14]. Prowadzi to m.in. do poglądu młodych pracowników, że w jednej firmie można pracować najwyższej klika lat. „Zasiedzenie” nie jest wskazane ze względu właśnie na samorozwój i zdobywanie nowych doświadczeń. Młodszy są również w mniejszym stopniu niż starsi nastawieni na przestrzeganie ogólnie przyjętych zasad i norm, a równocześnie charakteryzują się większą tolerancją na odmienne wartości i style życia [14]. Wyniki niektórych badań wskazują, że osoby młode z jednej strony przejawiają bardzo egalitarne poglądy, a z drugiej charakteryzują się wysokim poziomem egocentryzmu i narcyzmu [15]. W raporcie [14] jednym z wniosków jest to, że młodzi Polacy nie są skłonni do zmiany miejsca zamieszkania oraz dalekich dojazdów ze względu na pracę. W 2016 r. wśród młodych bezrobotnych w wieku 20-34 lata 60% deklaroowało, że nie zmieniliby miejsca zamieszkania w celu podjęcia pracy. Analogiczną deklarację złożyło znacznie mniej, bo 44,4% młodych obywateli państw Unii. Od roku 2016 minęło już osiem lat i zauważamy zbliżanie się polskiej młodzieży do preferencji europejskich. Młodzież, np. już na etapie wyboru studiów kieruje się mobilnością i próbą wyjścia z domu rodzinnego (nie przekłada się to oczywiście na usamodzielnienie się finansowe), co skutkuje wyborem uczelni poza miejscem „gniazda rodzinnego”. W rozmowach o pracy zauważalny jest też trend, że kandydaci do pracy preferują „tryb zdalny”, ale nie jest dla nich problemem praca poza obecnym miejscem zamieszkania. Wiąże się to oczywiście z wynajmem mieszkania, co coraz częściej wprost wkalkulowują w negocjowane wynagrodzenie.

„The Guardian” przeprowadził badania sondażowe, z których wynika, że młodzi ludzie częściej niż starsze pokolenia są gotowi do poświęceń, aby zmniejszyć wpływ na klimat [16]. W Wielkiej Brytanii, Danii, Francji, Niemczech, Włoszech, Hiszpanii i Szwecji 28% pokolenia Z jest gotowe mieć mniej dzieci, niż by chciało, w celu zmniejszenia swego śladu węglowego. Wcześniejsze pokolenia (np. w pokoleniu Y jest to 30%) wykazują mniejsze poparcie (i zrozumienie) dla tego postulatu.

Z tych badań wynika również, że młodsze pokolenia są też w stanie więcej płacić za podróże lotnicze, żeby zrównoważyć swoje emisje (30% osób w wieku od 18 do 34 lat) [16].

Badania Deloitte wśród przedstawicieli pokoleń Y i Z (22 tys. osób z 44 krajów) wykazały, że siedmiu na dziesięciu badanych stara się w jakiś sposób zmniejszyć swoje oddziaływanie na środowisko [16]. Ok. 33% respondentów przestało jeździć samochodami, 33% unika kupowania ubrań bardzo tanich, wymienianych co kilka miesięcy (fast fashion), 20% zrezygnowało z jedzenia mięsa. Cztery lata temu (styczeń 2020 roku) w publikacji [17], powołując się na wyniki z II edycji ankiety Europejskiego Banku Inwestycyjnego podano, że 73% badanych Polaków planuje korzystać z transportu publicznego, 85% Polaków ma zamiar częściej pokonywać codzienne trasy pieszo lub na rowerze, 75% respondentów ma zamiar rzadziej latać samolotem na wakacje, 69% ograniczało ogrzewanie domu lub mieszkania zimą ze względu na ochronę środowiska, a kolejne 8% deklaroowało taki zamiar. Ogólnie rzecz biorąc, Polacy są gotowi wprowadzić zmiany związane ze stylem życia, które mogą przyczynić się do ograniczenia zmian klimatu, jednak jeśli chodzi o aktywność społeczną, opinie respondentów były podzielone.

Oczywiście do wyników badań sondażowych należy podchodzić z naturalną ostrożnością (przy założeniu spełnienia naukowych podstaw metodycznych badania), czym innym jest stwierdzenie „zamierzam podjąć działania”, a czym innym jest „podjąłem działania”. Ale nie można ignorować zarysowujących się preferencji młodego pokolenia w kontekście planowania i wyobrażania sobie przyszłego polskiego systemu energetycznego, w którym nie będą wykorzystywane paliwa kopalne do celów energetycznych. Szczególnie okres izolacji w wymiarze społecznym spowodowany pandemią COVID-19 pokazał, że możliwe jest dostosowanie się do nowych warunków otoczenia, ale kluczowym aspektem jest zapewnienie zasilania podstawowych narzędzi współczesnej komunikacji (smartfon, internet), co może być realizowane przez ładowanie akumulatorów (w tym power banki) wtedy, gdy energia jest dostępna.

Z tego wynika, że młode pokolenie oraz przyszłe pokolenia będą gotowe do dostosowania się do warunków nowego polskiego systemu energetycznego, nawet wtedy, gdy nie będzie stuprocentowej ciągłości dostaw energii z wspólnej sieci elektroenergetycznej. Więcej, młode pokolenie oraz przyszłe pokolenia będą rozumiały konieczność i będą spełniały obowiązek np. 15% odpowiedzialności za zapewnienie ciągłości zasilania elektroenergetycznego (co nie jest równoważne z ciągłością dostaw energii elektrycznej z wspólnej sieci) w przyszłym polskim systemie energetycznym.

Kwestia dyskusyjna 3

1. Jaki jest sens teoretyczny i użytkowy przekładania obecnej definicji bezpieczeństwa energetycznego, które jest obecnie nadużywane w kontekście zapewnienia ciągłości dostaw energii, na postulowany przyszły polski system energetyczny, w którym nie będą już wykorzystywane do celów energetycznych paliwa kopalne (węgiel kamienny i brunatny, ropa naftowa i gaz ziemny)?
2. Czy zastąpienie obecnego rozumienia bezpieczeństwa energetycznego np. przez proponowaną w [10] odporność elektroprosumencką wyczerpuje temat w kontekście postulowanego przyszłego polskiego systemu energetycznego (z uwzględnieniem przemysłu)?
3. Jak uwzględnić w procesie transformacji energetycznej Polski zmianę podejścia w kwestii bezpieczeństwa energetycznego (które obecnie w większości przypadków jest bezpieczeństwem biznesowym, ale tylko lub w pierwszej kolejności obecnych operatorów sieci) w obecnym rozumieniu do warunków technicznych, ekonomicznych i prawnych w nowym systemie (bez wciskania na siłę warunku ciągłości dostaw energii elektrycznej z wspólnej sieci)?

1.7. Energetyka jądrowa w polskim systemie elektroenergetycznym

W dyrektywie [7] czytamy, że jednym z trendów osiągnięcia nowego stanu systemu energetycznego jest „odejście od wytwarzania energii w dużych, centralnych instalacjach wytwórczych i przechodzenie na zdecentralizowaną produkcję energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych”. Od roku 2022 mamy wyraźne dowody na to, w jaki sposób można sparaliżować system elektroenergetyczny oparty na dużych, centralnych instalacjach wytwórczych. Nie trzeba nawet zniszczyć lub uszkodzić samej jednostki wytwórczej, ale znacznie mniejszymi siłami i nakładami wystarczy sparaliżować kilka węzłów takiego scentralizowanego systemu.

Stanowisko instytucji europejskich w sprawie wykorzystania elektrowni jądrowych w systemach energetycznych krajów europejskich nie jest ostatecznie sprecyzowane. Do niedawna energetyka jądrowa w perspektywie przyszłych systemów energetycznych nie była akceptowana. Zwolennicy energetyki jądrowej z dużych elektrowni nabrali impetu w działaniu po ogłoszeniu rozporządzenia de-

legowanego [18]. Pytanie tylko, czy słusznie? Jak wskazano w rozporządzeniu w sprawie systematyki, systematyka obejmuje tylko inwestycje neutralne dla klimatu i inwestycje w odnawialne źródła energii. Obejmuje ona również **rodzaje działalności gospodarczej**, które wyraźnie nie są neutralne dla klimatu ani oparte na źródłach odnawialnych, ale **mogą, w ściśle określonych warunkach i przez ograniczony czas, umożliwić przejście na zrównoważony system energetyczny**, takie jak działalność gospodarcza w sektorze gazu ziemnego i energii jądrowej [18]. Bardzo istotne zastrzeżenie, że nie powinny one utrudniać rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Rząd szumnie ogłosił rozpoczęcie procesu budowy elektrowni jądrowych w Polsce. Niestety, jest już za późno na duże elektrownie jądrowe, pracujące jako centralne instalacje wytwórcze. Po pierwsze, podawane w informacjach rządowych (np. PEP2040) terminy rozpoczęcia generacji energii z pierwszej polskiej elektrowni jądrowej są nierealne. Cały proces związany z budową tego typu elektrowni, zwłaszcza w kraju, w którym wcześniej ich nie było (np. kwestie akceptacji społecznej), to co najmniej 15 lat. Po drugie, okres eksploatacji dużych elektrowni jądrowych to ok. 60 lat. Czyli w kontekście wyżej podanego zapisu rozporządzenia delegowanego [18], tylko w krajach, w których już są eksploatowane elektrownie jądrowe można je zaakceptować jako działające w określonym czasie do osiągnięcia stanu zrównoważonego systemu energetycznego. W Polsce, w roku ok. 2050 zostalibyśmy z nowymi elektrowniami jądrowymi pracującymi od kilku lat, ale „określony czas” już dobiegałby końca. Wówczas mamy do czynienia z kosztami osieroconymi. A wszelkie proste kalkulacje kosztów wytwarzania energii, które przez wielu autorów publikacji są podawane będą nieaktualne. Można sobie wyobrazić coś na wzór obecnego Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (ETS) w odniesieniu do źródeł energii nie akceptowanych przez instytucje europejskie. Po trzecie, zauważmy, że firmy amerykańskie są zainteresowane tylko wybudowaniem elektrowni jądrowej i mówiąc kolokwialnie „wystawieniem faktury z natychmiastową płatnością”. Nie ulega wątpliwości, że proponowana przez firmy amerykańskie technologia elektrowni jest dopracowana i jest bezpieczna, ale nie jest absolutnie technologią przyszłości. Innowacyjne technologie przyszłości bez problemów znajdują inwestorów gotowych na ich finansowanie i rozwój. Duże elektrownie jądrowe nie należą to tego typu technologii.

Innym aspektem jest wykorzystanie małych modułowych elektrowni jądrowych (można mówić w zasadzie o mikroelektrowniach jądrowych) w przyszłym systemie energetycznym Polski ze zdecentralizowanym sektorem wytwarzania energii elektrycznej. Jednak tego typu elektrownie powinny funkcjonować na pełnych zasadach konkurencyjności. Absolutnie bez żadnych mechanizmów wspomaganie finansowego z budżetu państwa.

Kwestia dyskusyjna 4

1. Jakie jest uzasadnienie teoretyczne i użyteczne budowy dużych elektrowni jądrowych w Polsce w kontekście tego, że Unia Europejska dopuszcza ten rodzaj działalności gospodarczej, który wyraźnie nie jest neutralny dla klimatu ani oparty na źródłach odnawialnych, ale może, w ściśle określonych warunkach i przez ograniczony czas, umożliwić przejście na zrównoważony system energetyczny? Jeżeli nawet Polska zdecyduje się na budowę dużej elektrowni jądrowej, to jaki czas jej eksploatacji jest planowany, jakie skutki przewiduje się po osiągnięciu stanu zrównoważonego systemu energetycznego Polski (lata 2050-60)?
2. W kontekście nowego, przyszłego polskiego systemu energetycznego będzie trzeba wykorzystywać praktycznie w 100% energię ze źródeł odnawialnych. Prosumenci przygotowują się do tych nowych warunków na poziomie sieci niskiego napięcia. Operatorzy nowego systemu muszą nauczyć się zarządzaniem jego pracą w taki sposób, aby nie wyłączać odnawialnych źródeł energii elektrycznej, tylko działać interwencyjnie, w tym z zastosowaniem magazynów energii. Monopolistyczna pozycja operatorów, w ich dzisiejszym rozumieniu, nie będzie miała miejsca. Jak w tych nowych warunkach w polskim systemie elektroenergetycznym będą działały hipotetyczne nowe elektrownie jądrowe, gdy priorytetem będzie bilans mocy i energii w obszarach sieci niskiego i średniego napięcia?
3. Proces budowy i uruchomienie hipotetycznej elektrowni jądrowej nie może utrudniać rozwoju odnawialnych źródeł energii, ale nie może również spowodować zaniechania poszukiwania i finansowania (również z budżetu państwa) nowych, innowacyjnych rozwiązań we wszystkich sektorach energetyki (wytwarzanie, magazynowanie, przesył, użytkowanie energii), które mają na celu osiągnięcie postulowanego stanu systemu energetycznego Polski bez wykorzystywania na cele energetyczne paliw kopalnych. Jakie mechanizmy zabezpieczeniowe są planowane w tej kwestii, aby nie utrwalić obecnie obowiązującego przekonania (dziś w stosunku do konwencjonalnych elektrowni), że wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych jest priorytetem?

1.8. Bibliografia

1. Cieślík S., *Funkcjonalność stacji elektroenergetycznych w dystrybucji energii elektrycznej w nowym polskim systemie elektroenergetycznym przy braku paliw kopalnych*, Wiadomości Elektrotechniczne, nr 4, s. 3-10, **2020**.
2. Cieślík S., *Rola operatora systemu dystrybucyjnego na nowej scenie polskiej elektroenergetyki*, Informacje o Normach i Przepisach Elektrycznych, Nr 264 (Rok XXVII), s. 35-58, wrzesień **2021**.
3. Cieślík S., *System inteligentnego opomiarowania a liczniki zdalnego odczytu w świetle uregulowań europejskich*, Materiały XXIV Sympozjum „Współczesne urządzenia oraz usługi elektroenergetyczne, telekomunikacyjne i informatyczne”, Poznań, s. 29-35, 24-25 listopada **2021**.
4. *Polityka energetyczna Polski do 2050 roku*, Ministerstwo Gospodarki, **2015**.
5. *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, (Projekt, 23 listopada 2018 r.), Ministerstwo Energii, **2018**.
6. *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, **2021**.
7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE.
8. Wiśniewski T.P., *Uwarunkowania technologiczne transformacji energetycznej*, Szkoła Energii – seminarium, https://energia.sgh.waw.pl/sites/energia.sgh.waw.pl/files/2022-03/Wi%C5%Bniewski%20-%20prezentacja_0.pdf, 24 marca **2022** (dostęp 2 maja 2024 r.).
9. Kucharska A., *Transformacja energetyczna. Wyzwania dla Polski wobec doświadczeń krajów Europy Zachodniej*, Wydawnictwo Naukowe PWN SA, Warszawa, **2021**.
10. Popczyk J., *Biała księga transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu*, Kancelaria Senatu, Centrum informacyjne Senatu, Warszawa, **2024**.
11. Garbicz M., Sokół H., *Po co Niemcom Nord Stream 2?*, Rynek Energii, Nr 3 (142), str. 3-8, **2019**.

12. Paska J., Marchel P., *Bezpieczeństwo elektroenergetyczne i niezawodność zasilania energią elektryczną*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, **2021**.
13. *Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne*, Dz. U. nr 54, poz. 348, z późn. zmianami.
14. Kutwa K., *Odroczona dorosłość?*, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa, **2023**.
15. Stein J., *Millennials: The me me me generation*, Time Magazine, No. 20. **2013**.
16. Fajfer K., *Od jutra zadbam o planetę*, Gazeta Wyborcza, str. 12-13, 6-7 kwietnia **2024** roku.
17. *73% Polaków chce korzystać z transportu publicznego w związku ze zmianą klimatu*, Portal wysokienapiecie.pl, <https://wysokienapiecie.pl/25718-73-polakow-chce-korzystac-z-transportu-publicznego-w-zwiazku-ze-zmiana-klimatu/>, (dostęp 28 kwietnia 2024 roku).
18. Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) z dnia 9 marca 2022 roku zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2139 w odniesieniu do działalności gospodarczej w niektórych sektorach energetycznych oraz rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2178 w odniesieniu do publicznego ujawniania szczególnie istotnych informacji w odniesieniu do tych rodzajów działalności gospodarczej, **2022**.

Rozdział 2

Koncepcja i doktryna elektroprosumentyzmu

Jan Popczyk

Politechnika Śląska, Powszechna Platforma Transformacyjna Energetyki

Wprowadzenie: jak czytać Raport¹

¹Słowo Raport w tym rozdziale ma znaczenie lokalne. Ilekroć zatem jest użyte, tylekroć oznacza ono odwołanie (nawiązanie) do tekstu rozdziału 2 (natomiast nie jest to odwołanie do wszystkich rozdziałów).

Podstawą koncepcji i doktryny – razem tworzących Raport – są publikacje autora z okresu 2017-2023, ogólnie zsyntetyzowane w bibliografii jako poz. [20]. obejmująca zbiór artykułów i raportów rozpoczynający się chronologicznie raportem „Przełom w energetyce” (październik 2017) a kończący „Białą Księgą transformacji energetycznej do elektroprosumentyzmu” opublikowaną w wersji drukowanej w dwóch częściach (ze względu na wymagania edytorskie) w dwóch kolejnych Biuletynach Rynki Elektroprosumentyzmu – nr 1/(6)/2023 i nr 2/(7)/2023 (w Energetyce 8/2023 i 10/2023, odpowiednio). Razem ponad 60 publikacji.

W latach 2014-2019 publikacje powstawały głównie w dwóch środowiskach: mianowicie w Centrum Energetyki Prosumenckiej (Politechnika Śląska) oraz na Konwersatorium Inteligentna Energetyka (KIE). Miejscem publikacji były przede wszystkim: Portal CIRE oraz Biblioteki – Źródłowa (BŻEP) i Powszechna (BPEP) – Energetyki Prosumenckiej (obecnie zasoby te są zarchiwizowane na Powszechnej Platformie Transformacji Energetycznej 2050 (PPTE 2050).

W latach 2020-23 publikacje powstawały już w czterech środowiskach. Dwoma pierwszymi były: platforma PPTE 2050 oraz konwersatorium KIE. Trzecim, głównym, było środowisko drukowanych w Energetyce (istniejącej ponad 75 lat, będącej wiodącym czasopismem stowarzyszenia SEP) dwóch Biuletynów, mianowicie: Biuletynu Powszechnej Platformy Transformacji Energetycznej 2050 (Biuletyn PPTE 2050) oraz Biuletynu Rynków Elektroprosumentyzmu (Biuletyn RE). Czwartym, potencjalnie najważniejszym dla przyszłości, było środowisko Senackiej Komisji Nadzwyczajnej do spraw Klimatu, w szczególności zaś Zespołu Parlamentarnego ds. Prawa elek-

1. **Już na samym początku otworzyć się na budowanie własnej odporności na błędy poznawcze i niesłabnącą entropijną wojnę informacyjną ogarniającą transformację energetyczną.** Przede wszystkim Raport, który nie ma w tytule słowa „energetyka” a jest poświęcony transformacji energetycznej – czyli transformacji tej historycznej rzeczywistości, która przez prawie trzy wieki była siłą napędową trzech rewolucji przemysłowych kształtujących strefę euroatlantycką – musi budzić podejrzliwość. Zwłaszcza we współczesnym świecie, wytworzonym przez rewolucję cyfrową. Czyli świecie, który gwałtownie zmałał, i nieprawdopodobnie przyspieszył. I który w korporacyjnej (historycznej) energetyce w dużym stopniu został już podporządkowany entropijnej wojnie informacyjnej.

1.1. W dodatku świecie tolerującym w energetyce jaskrawe błędy poznawcze (będące skutkiem zalewu niekompetencji). Błędy umożliwiające przedłużanie (rozciąganie jak gumy) opóźnienia poznawczego nowych koncepcji transformacyjnych (w Polsce przede wszystkim przełomowej transformacji TEE (transformacja energetyczna do elektroprosumeryzmu). I najgorsze: w świecie tolerującym błędy prowadzące wręcz do lekceważenia coraz częściej fizyki, i ekonomii również. Podporządkowane za to niezwykle silnie psychologii, budowie emocji. Nierzadko, niestety, za pomocą rozwiniętej już inżynierii entropijnego systemu kłamstwa.

1.2. Wszystko to sprawia, że transformacja energetyczna staje się z każdym dniem dla historycznej energetyki (w Polsce i na świecie) coraz trudniejszym testem. Sprowadzającym się w skrajnym ujęciu do wyboru jednej z dwóch biegunowych – w kontekście innowacyjności – opcji transformacyjnych: naśladowczej lub przełomowej. W tym miejscu po raz pierwszy ujawnia się wielkie znaczenie języka (nazewnictwa/słownictwa) transformacji energetycznej, i sposobu czytania Raportu. Otóż pierwszą opcją – niezwykle silnie zakorzenioną w historycznej energetyce – jest transformacja naśladowcza. Czyli transformacja kontynuująca przeszłość, przede wszystkim podtrzymująca korporacyjny porządek ustrojowy, którego istotą jest wzrost inwestycji, ale/i coraz mniejsza innowacyjność. Taka opcja innowacyjności (naśladowczej) w świetle wyboru opcji transformacyjnych jest dla historycznej energe-

trycznego; o potencjale tego środowiska świadczy druk i opublikowanie (w marcu 2024) Białej Księgi TEE w postaci książkowej (Kancelaria Senatu – Centrum Informacyjne Senatu – Dział Wydawniczy).

Publikacje, którym poświęcony jest niniejszy przypis nie są już dodatkowo przywoływane w tekście. Liczne dodatkowe publikacje – ważne w kontekście rozszerzającym przełomowe uwarunkowania TEE i elektroprosumeryzmu – są wykazane w bibliografii na końcu Raportu.

tyki już nieprzydatna, i wymaga tu dodatkowej krytycznej analizy.

- 1.3. W szczególności wymaga rozszerzenia obejmującego trzy przypadki: Polskę (38 mln ludzi), strefę euroatlantycką i poza euroatlantycką część OECD (razem niewiele ponad 1,2 mld ludzi), wreszcie świat w całości (już ponad 8 mld ludzi). Ten świat, który (jako całość) został poddany (na przełomie lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych XX wieku) gwałtownej unifikacji – o cywilizacyjnej sile sprawczej – przez dwa (oprócz polityki klimatycznej) wielkie procesy empiryczne (praktyczne doświadczenia). Mianowicie: przez koniec zimnej wojny oraz początek rewolucji WWW (World Wide Web (dosł. Ogólnoświatowa Sieć).
- 1.4. Te dwa praktyczne doświadczenia – koniec zimnej wojny i początek rewolucji WWW – mają z punktu widzenia TEE fundamentalne znaczenie (uniwersalne: tak jak triplet paradygmatyczny monizmu elektrycznego). Dlatego, bo pozwalają klarownie zidentyfikować znaczenie czynników endogenicznych (lokalnych/wewnętrznych) każdego typu transformacji energetycznej: zarówno TEE jak i każdej politycznej transformacji na świecie. Równocześnie pozwalają klarownie zidentyfikować znaczenie czynników egzogenicznych (globalnych, zewnętrznych względem transformacji energetycznej).
- 1.5. Okazuje się przy tym, że w perspektywie endogenicznego i egzogenicznego środowiska transformacji energetycznej Polska ma unikatowe znaczenie. I jak zawsze w takim wypadku trzeba pokonać dodatkową trudność aby unikatowość zaowocowała. Tą trudnością jest zdiagnozowanie resztek trwającego już prawie trzy dekady opóźnienia poznawczego dotyczącego reformy PURE (pierwsza ustrojowa reforma elektroenergetyki) przeprowadzonej w Polsce w latach 1990-1995. Opóźnienie to, ciągle dające o sobie znać, jest przyczyną skomplikowanego mechanizmu synergicznego kształtującego nakładanie się w Polsce dwóch „lokalnych” (w czasie i w przestrzeni) równoległych procesów: schodzącego i wschodzącego. Pierwszego, będącego skutkiem „utajonego” zakorzenienia PURE w socjalistycznym ładzie ustrojowym całej polskiej energetyki, ale przede wszystkim powojennej (socjalistycznej) pierwotnej elektryfikacji [1]. Elektryfikacji realizowanej zgodnie z ówczesną doktryną: władza partii plus elektryfikacja równa się socjalizm. Elektryfikacji niezwykle dynamicznej w wymiarze ilościowym (skutkującej ogromnymi inwestycjami), a jednak stale niewystarczającej (wówczas, kiedy była realizowana), wytwarzającej środowisko trwałego, „stabilnego” deficytu energii elektrycznej.
- 1.6. I drugiego procesu, wschodzącego, kształtującego się w Polsce pod wpły-

wem reformy PURE zakorzenionej w ładzie ustrojowym strefy euroatlantyckiej (i części poza euroatlantyckiej OECD). Te dwa lokalne łady ustrojowe – schodzący socjalistyczny i wschodzący kapitalistyczny (implementowany w ramach PURE) zapewniły bardzo silną (progresywną) transformację polskiej elektroenergetyki w dwóch obszarach. Pierwszym było przełączenie w ciągu niecałych 5 lat Systemu CENTREL (Grupa Wyszehradzka) ze Wschodu (System POKÓJ) na Zachód (System UCPTE): w grudniu 1990 r. podjęta została decyzja o utworzeniu systemu CENTREL, we wrześniu 1993 r. przeprowadzona została autonomizacja systemu CENTREL względem Systemu POKÓJ, we wrześniu 1995 r. System CENTREL został przyłączony do europejskiego systemu UCPTE. Drugim obszarem transformacji było wyłączenie systemów ekonomicznego i zarządzania elektroenergetyki z ekonomii socjalizmu i włączenie w ekonomię kapitalizmu, czyli zmiana modelu ustrojowego. W rezultacie tych działań polska elektroenergetyka została liderem transformacji energetycznej w całej Europie Środkowej. Ponadto liderem krajowym dystansującym reformy pozostałych sektorów energetycznych (górnictwa, ciepłownictwa, gazownictwa i sektora paliw transportowych).

- 1.7. W tym samym czasie, kiedy w Polsce mieliśmy powody do zadowolenia w elektroenergetyce (pierwsza połowa lat dziewięćdziesiątych XX wieku) z szybkiego jej włączania się w reformistyczny (rynkowy) nurt lat siedemdziesiątych i osiemdziesiątych XX wieku historycznej energetyki strefy euroatlantyckiej (tylko ta strefa była w pełni zelektryfikowana, pozostała część świata była daleka od akceptowalnego nasycenia elektryfikacyjnego, a połowa ludności była pozbawiona praktycznie całkowicie dostępu do energii elektrycznej) pojawiają (ujawniają) się zlokalizowane poza nią (energetyką) jej (energetyki) egzogeniczne geopolityczne uwarunkowania (koniec zimnej wojny, początek rewolucji WWW), uwarunkowania o sile zdolnej przekształcić świat w trybie innowacji przełomowej. W ten sposób dokonuje się nieodwracalna detronizacja historycznej energetyki z pozycji największej sprawczości globalnego rozwoju. Świat wchodzi w tryb oczekiwania na zajęcie tej pozycji przez nową siłę. Polska zaś – już z nowej pozycji, formalnie pełnoprawnego uczestnika strefy euroatlantyckiej i poza euroatlantyckiej części OECD – staje przed problemem wyboru nowej opcji transformacji energetyki. W ten sposób transformacja energetyczna w trybie innowacji przyrostowej polskiej historycznej energetyki – czyli ładu ustrojowego historycznej energetyki strefy euroatlantyckiej zaimplementowa-

nego przez polską elektroenergetykę polityczno-korporacyjną w postaci reformy PURE – w szczególności energetyki pierwszej połowy trzeciej dekady XXI wieku, musi być uznana za niewystarczającą, a w wielu aspektach nawet wręcz nieuprawnioną. Dlatego nowy ład ustrojowy intensywnie kreowany przez Unię Europejską utworzoną w 1992 r. (na podstawie Traktatu z Maastricht) musi być przedmiotem falsyfikacji, a nie bezkrytycznej akceptacji. Ta hipoteza (dotycząca Traktatu z Maastricht) pozostaje w mocy w odniesieniu do pierwotnych (sformułowanych po II wojnie światowej) doktryn zjednoczeniowych Ojców Europy [19].

2. **Zatem Raport trzeba czytać tak, aby możliwie najpełniej zrozumieć jak koniec zimnej wojny i początek rewolucji WWW zepchnęły (i dalej spychają) wszechwładną wcześniej historyczną energetykę do roli ofiary, i co z tego wynika.** Nie ma wątpliwości, że właśnie te dwa doświadczenia (siła ich przełomowości) ostatecznie nadały historycznej energetyce status ofiary. Warto jednak przyjrzeć się z dystansem rzeczywistym mechanizmom, które do tego doprowadziły. Tylko w ten sposób można współcześnie uchronić się od braku akceptacji przełomowości. Od pokusy odrzucania tego, czego do końca jeszcze nie rozumiemy.
 - 2.1. Koniec zimnej wojny i początek rewolucji WWW zapoczątkowały w szczególności proces rzeczywistej falsyfikacji paradygmatów naukowych historycznej energetyki. Przez długi czas – bo aż trzy dekady – całkowicie zresztą utajonej. A to właśnie kumulacja tej falsyfikacji odmieniła całkowicie współczesną perspektywę wyboru dwóch biegunowych opcji transformacyjnych energetyki: w trybie innowacji przełomowej i przyrostowej. Mianowicie, przesądziła wybór pierwszej.
 - 2.2. Przede wszystkim zmienił się raz na zawsze status – uważanych wcześniej za pionierskie – reform elektroenergetyki amerykańskiej oraz brytyjskiej (Anglii i Walii) jako reform odniesienia. Reformy amerykańskie zapoczątkowane na przełomie lat siedemdziesiątych i osiemdziesiątych XX wieku [2], polegały w szczególności na ustawowym wprowadzeniu – za pomocą ustawy PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) – najważniejszej prawnej regulacji całej (wtedy euroatlantyckiej, innej nie było) historycznej elektroenergetyki, mianowicie regulacji początkującej jej (elektroenergetyki) demonopolizację za pomocą zasady kosztów unikniętych w procesach wytwórczych, czyli w kogeneracyjnych procesach produkcji energii elektrycznej i ciepła.
 - 2.3. Z kolei reforma brytyjska, realizowana na podstawie ustawy Electri-

city Act dziesięć lat później, na przełomie lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych [3], była reformą prywatyzacyjno-deregulacyjną, która zapoczątkowała w szczególności konkurencję w segmencie sieciowym historycznej elektroenergetyki: mianowicie za pomocą zasady TPA (Third Party Access), czyli zasady dostępu do sieci elektroenergetycznych.

- 2.4. Zatem zakończenie zimnej wojny i rewolucja WWW – procesowo sprzężone ze sobą – okazały się (z opóźnieniem poznawczym trwającym ponad trzy dekady) egzekutorem ostatecznej falsyfikacji tripletu paradygmatycznego historycznej energetyki. Tripletu paradygmatycznego, czyli paradygmatów: wzrostu (i skali), monopolu naturalnego (i regulacyjnego) oraz polityki energetycznej (i bezpieczeństwa energetycznego).
3. **Czytać tak, aby krok po kroku oswajać szok nowości TEE.** Pierwszy krok w tym oswajaniu, to skonstatowanie, że wielkie reformy historycznej elektroenergetyki – amerykańska i brytyjska – bez wątpienia bardzo głębokie na swoje czasy miały (w świetle przełomowości końca zimnej wojny i początku rewolucji WWW) tylko właściwości innowacji przyrostowych.
 - 3.1. Przede wszystkim dlatego, że w niewielkim stopniu dotykały innych sektorów energetycznych (albo wcale ich nie dotykały). Z drugiej strony były to reformy w pełni zgodne ze schodzącym tripletem paradygmatycznym historycznej energetyki, zwłaszcza z paradygmatem wzrostu (i skali). To właśnie ta zgodność najdobitniej potwierdzała w wypadku reform [2] i [3] status innowacji przyrostowej, zaledwie takiej.
 - 3.2. Zatem: jeśli współczesna historyczna energetyka – starsza o cztery i pół, a co najmniej trzy i pół dekady, ta ograniczona praktycznie do strefy euroatlantyckiej i poza euroatlantyckiej części OECD – szuka dla siebie – jako rzeczywistości ustępującej – rozwiązania, to na pewno nie jest to już transformacja w trybie innowacji przyrostowej.
 - 3.3. Alternatywną opcją dla ustępującej rzeczywistości – jedynie racjonalną w połowie trzeciej dekady XXI wieku – jest zaakceptowanie transformacji przełomowej, którą jest transformacja do elektroprosumeryzmu. Czyli transformacja realizowana zgodnie z wschodzącym paradygmatem monizmu elektrycznego OZE (to w teorii) przez pretendenta do nowych rynków elektroprosumeryzmu (to już w praktyce gospodarczej).
 - 3.4. Tych rynków, na których głównym kryterium obecnej efektywności energetycznej jest egzergia, a magazyny egzergii uzyskują status magazynów uniwersalnych, pozwalających unifikować – zwłaszcza w kontekście kosztu elektroekologicznego – wszystkie rodzaje magazynów: energii elektrycznej, ciepła, energii kinetycznej i potencjalnej, chemicznej

i jądrowej, promieniowania słonecznego, wiatru i wody, produktów fotosyntezy, i inne).

4. Czytać Raport z uwagą pozwalającą torować zrozumienie w przestrzeni historycznej energetyki nieuchronność transformacji energetycznej w trybie innowacji przełomowej do elektroprosumeryzmu. Inaczej: czytać Raport jako torujący praktyczną transformację energetyczną do elektroprosumeryzmu (TEE).

- 4.1. Tę transformację, która przekroczyła już punkt nieodwracalności. I czyni tym samym nieuchronnym „samoczynny” postęp falsyfikacji schodzącego tripletu paradygmatycznego historycznej energetyki. Samoczynny, czyli realizujący się w trybie biernym, na dwóch dodatkowych ścieżkach (oprócz własnej naukowej, dedukcyjnej). Mianowicie nie tylko na naukowej (dedukcyjnej, i zarazem wschodzącego tripletu paradygmatycznego monizmu elektrycznego), ale także na własnej praktycznej (empirycznej, indukcyjnej).
- 4.2. Trzecia, to ścieżka, która z wielką siłą ujawniła się dopiero po zakończeniu prac redakcyjnych związanych z Białą Księgą. Mianowicie, po zapoczątkowaniu „odkrywania” przez nowy rząd i nowy parlament czym było bezpieczeństwo energetyczne dla rządzących w ostatnich ośmiu latach. A było realnym, chociaż niewidocznym, narzędziem rodzimej części GSTA (globalnego siłowego tripletu antydemokratycznego) wykorzystywanym do autoryzacji jego (rodzimego GSTA) interesów usankcjonowanych schodzącym tripletem paradygmatycznym historycznej energetyki (działającym, chociaż wtedy jeszcze niesformulowanym).
- 4.3. Inaczej: trzecią, najsilniejszą po 15 października 2023 r. staje się falsyfikacja realizowana praktycznymi siłami odsłaniającego się stopniowo obrazu rzeczywistego wykorzystania energetyki po 2015 r. do celów autokratyzacji i oligarchizacji państwa za pomocą żelaznego tripletu polityczno-korporacyjno-oligarchicznego. Dlatego czytając Raport wystarczy (trzeba) być skoncentrowanym głównie na aktywnej weryfikacji wschodzącego tripletu paradygmatycznego TEE, jej maksymalizacji.
- 4.4. Fakt przekroczenia punktu nieodwracalności TEE tworzy podstawę pod racjonalizację dalszych strategii: podmiotów zasiedziały na schodzących historycznych rynkach energii (na rynkach historycznej energetyki) oraz pretendentów na wschodzących rynkach elektroprosumeryzmu. W tym kontekście Raport pomaga odkrywać w TEE jej właściwości pozwalające budować niezwykle trudne zrozumienie wspólnych interesów (jako obustronnie korzystne i przede wszystkim konieczne).

4.5. Zrozumienie mające u podstaw konkurencję na dynamicznej osłonie kontrolnej konkurencji między pretendencjami i podmiotami zasiedzającymi. Inaczej, zasiedzającymi korporacjami polityczno-korporacyjnymi na rynkach historycznej energetyki – czyli na rynkach energii pierwotnej (chemicznej, jądrowej) paliw kopalnych i rynkach końcowych (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych) – a z drugiej strony pretendencjami do dziedzinowych rynków elektroprosumeryzmu: energii elektrycznej OZE i egzergii (pracy użytecznej) potrzebnej całej gospodarce.

5. **Czytać odważnie, aby sprostać wymaganiom przełomowości zakodowanej w TEE.** Przy tym w bardziej radykalnej wersji, wymagającej jeszcze długiego osławiania, egzergię potrzebną całej gospodarce należałoby w granicy (w tendencji) zmieniać na egzergię potrzebną ludziom (społeczeństwom). Zmiana taka oznaczałaby, z punktu widzenia koncepcji metodycznej, przejście od sprawności egzergetycznej lokalnej do globalnej. Lokalnej, czyli dla charakterystycznych ogniw łańcuchów gospodarczych, albo inaczej dla charakterystycznych dziedzin gospodarczych, zwłaszcza dla wielkich przemysłów: chemicznego i petrochemicznego, hutniczego, cementowego i innych, przede wszystkim procesowych). Globalnej, czyli właściwej z punktu widzenia zapotrzebowania na egzergię (pracę użyteczną) wytwarzanego przez ludzi, społeczeństwa.

5.1. Jeszcze inaczej: zmiana taka jest tożsama z postulatem minimalizacji zapotrzebowania na egzergię brutto potrzebną gospodarce przy danej wartości egzergii netto potrzebnej ludziom, społeczeństwom. Zatem nie można zwlekać z jej (tej zmiany) zakorzenieniem w TEE (w elektroprosumeryzmie). Po to, aby nie dopuścić do powtórzenia się jednego z najcięższych (i najbardziej znamienitych w skutkach) błędów poznawczych historycznej energetyki dotyczącego energetyki jądrowej. Błędu polegającego na stosowaniu w analizach bilansowych i ekonomicznych lokalnej sprawności energetycznej (na osłonie kontrolnej bloku jądrowego) wynoszącej 30% (dla bloków najnowszej generacji nie większej niż 40%) zamiast sprawności na osłonie globalnej wynoszącej ledwie 2% (nie większej niż 3%).

5.2. Przede wszystkim jednak Raport trzeba czytać jako ten, który pozwala (a przynajmniej ułatwia) budować potrzebne (korzystne) zrozumienie elektroprosumeryzmu na drodze do umowy społecznej w szerszej (szerokiej) perspektywie, obejmującej trzy wymiary TEE: społeczno-polityczny, technologiczno-ekonomiczny i środowiskowo-klimatyczny.

5.3. Unifikacja tych trzech wymiarów podnosi w gruncie rzeczy status TEE,

jako kompleksowej transformacji, do rangi uniwersum zdolnego współtworzyć po postoświeceniowy ład ustrojowy Południe-Północ. Ten wymiar pomaga redukować kilka rodzajów ryzyka transformacji energetycznej zakodowanego w empirycznym stanie początkowym A oraz ujawnionego w dedukcyjnie zidentyfikowanym stanie końcowym B na trwającej trzy dekady trajektorii transformacyjnej TEE (A→B) w elektroprosumenckich osłonach kontrolnych (kształtowanych przez heurystyki tripletu paradygmatycznego obejmującego paradygmaty: elektroprosumencki, egzergetyczny i wirtualizacyjny. Ta właściwość TEE jest nie do przecenienia z punktu widzenia tego, co w kontekście ludnościowym i energii jest potrzebne światu i Polsce, tab. 2.1.

Tab. 2.1. Szacunkowy podział ludnościowy produkcji energii elektrycznej na świecie (2022)

	Świat	Chiny	USA	UE	Polska	„Reszta” świata
liczba mieszkańców						
mld	8	1,4	0,33	0,45	0,038	5,8
roczna produkcja energii elektrycznej						
tys. TWh	27	7,6	4,1	3,8	0,17	10,5
%	100	29,0	15,8	14,6	0,6	40,0
MWh na mieszkańca	3,3	5,4	12,4	8,4	4,5	1,9

- 5.4. Jeśli na tabelę 2.1 popatrzy się przez pryzmat reelektryfikacji OZE strefy euroatlantyckiej i poza euroatlantyckiej części OECD oraz pierwotnej elektryfikacji OZE Południa, to można ją traktować jako syntezę opisu geopolitycznego współczesnej sytuacji energetycznej – globalnej (w kontekście przestrzennym) i całościowej (w kontekście wszystkich sektorów energetycznych, wszystkich rodzajów źródeł energii). Jest to mianowicie synteza stanowiąca punkt wyjścia do oswojeni szoku przełomowości transformacji TEE w Polsce. Przełomowość jest zwłaszcza widoczne w kontekście skalowania ludnościowego elektroprosumeryzmu: wartości współczynników takiego skalowania przedstawione w pp. 23.2 porażają swoją siłą i prostotą.
- 5.5. Percepcja polsko-globalnego wyskalowania doktryny TEE (A→B), takiego jak jest przedstawione w pp. 19.2, rzeczywiście daleka jest od banału. W kontekście potrzeby oswojania szoku przełomowości TEE

i potrzeby akceptacji jej skutków (wyrównywania szans Południa i Północy) jest wręcz radykalna. I nasila się jeszcze przy świadomości, że w tabeli 2.1 w kolumnie „reszta” świata jest miliard mieszkańców całkowicie pozbawionych obecnie dostępu do energii elektrycznej. Zatem w prowokacji etycznej doktryny TEE ($A \rightarrow B$), nie podlegającej przecież rygorom nauki – czyli możliwej do wykorzystania w profesorskim Raporcie – kryje się szansa mentalnego w szczególności oswojenia potrzeby korekty oświeceniowego ładu ustrojowego w kierunku ładu postoświeceniowego Południe-Północ.

6. **Zakończyć czytanie Wprowadzenia zaglądając do Bibliografii, dalej zapoznać się ze Słownikiem i wejrzeć w głąb systemu jednostek, który domaga się przełomowego uproszczenia.** Rola Bibliografii Raportu jest inna niż rola literatury charakterystyczna (właściwa) dla wieloletniego procesu tworzenia koncepcji TEE [22; 23, przypis 1; 24], i inna niż w wypadku Białej Księgi [34]. Przede wszystkim w wypadku Raportu nie występuje w ostrej postaci problem ochrony praw autorskich, zarówno w odniesieniu do dorobku naukowego jak i do praw patentowych. Występuje za to silna potrzeba strukturyzacji problemowej koncepcji i doktryny. I to właśnie ta potrzeba zadecydowała o ukształtowaniu Bibliografii.

6.1. W wypadku koncepcji TEE ciągle jeszcze Raport, i dołączona do niego Bibliografia, koncentrują się na jej (koncepcji TEE) sprawach otwartych. Sprawach wymagających weryfikacji wschodzącego tripletu paradygmatycznego: wąsko monizmu elektrycznego, a szeroko elektroprosumeryzmu.

6.2. W wypadku doktryny elektroprosumeryzmu Raport, i Bibliografia, koncentrują się na potrzebie jej (doktryny) dekompozycji na doktrynę elektroprosumeryzmu transformacyjnego (w horyzoncie 2050) oraz doktrynę elektroprosumeryzmu po posttransformacyjnego (obowiązującą potencjalnie w drugiej połowie trwającego stulecia).

6.3. Celem słownika – w uwzględnionym w Raporcie zakresie, stanowiącym rozszerzenie i modyfikację dostosowawczą słownika „otwarcia” zamieszczonego w Białej Księdze [34] – jest dalsze redukcowanie efektu wieży Babel. Siła destrukcji tego efektu stała się już porażająca: wszyscy mówią o transformacji energetycznej, każdy swoim językiem, entropia informacyjna gwałtownie rośnie. Rośnie opóźnienie poznawcze realistycznej TEE równoważące pożądanie i deficyt tu i teraz. Eksplodują za to propozycje inwestycji finansowanych za pomocą długu (zaciąganego

na długoterminowych rynkach finansowych). Inwestycje za setki miliardów PLN (łącznie sięgające już poziomu biliona), dających pierwsze efekty za kilkanaście . . . kilkadziesiąt lat. I tak cała para idzie już nie w gwizdek a w trąbę.

- 6.4. System jednostek wymaga radykalnego i natychmiastowego uproszczenia. Przede wszystkim jego stopniowego ograniczania do jednostek energii elektrycznej. W tym kontekście niedopuszczalne jest już stosowane w oficjalnych dokumentach Unii Europejskiej i Polski jednostki toe (tona oleju ekwiwalentnego) w roli jednostki unifikującej wszystkie rodzaje energii w bilansach energetycznych. Tej praktyki – kreującej na masową skalę błędy poznawcze transformacji energetycznej – nie można już traktować inaczej jak tylko jako oficjalną promocję grup interesów GSTA (globalnego siłowego tripletu antydemokratycznego).

Część I
KONCEPCJA
[heurystyki]

*Jedyne co nas ogranicza we wdrażaniu elektroprosumeryzmu,
to nasza wyobraźnia.*

Problem 1: Konflikt „elektroprosumeryzm a historyczna energetyka” w postoświeceniowym ładzie ustrojowym

[nie sposób przewyżczyć postoświeceniowy kryzys pozostając w świecie historycznej energetyki, czyli jak dzisiaj torować myślenie za pomocą TEE o tym co będzie w 2050 roku i później]

7. **Jak nie opisywać transformacji energetycznej.** Aby koncepcja transformacji energetycznej coś oznaczała nie wystarczy – tak jak to już jest – że wszyscy o niej mówią: niestety, każdy po swojemu. To rodzi chaos, który nazywa się tu zderzeniem politycznego populizmu ze społeczną roszczeniowością i korporacyjną amoralnością. Ale można też mówić o chaosie wykreowanym w postaci cyfrowej wieży Babel, a także entropii informacyjnej. Raport chaos (pod wszystkimi postaciami) oraz jego destrukcyjne skutki jednoznacznie odrzuca.

7.1. Dlatego, bo transformacji energetycznej nie wolno obecnie konceptualizować inaczej niż jako przełomowości i złożoności, absolutnie już nierozwalnych: przełomowości potrzebującej nowego, precyzyjnego języka, oraz złożoności potrzebującej z kolei bezwzględnej prawdy. Czyli tego niestety, czego w przygniatającej większości nie rozumiemy, tym samym nie lubimy, i przed czym (w konsekwencji) bardzo się bronimy. Sytuację pogarsza fakt, że chodzi o przełomowość i złożoność (razem wzięte) wymagające od nas oswojenia szoku strachu, o sile znacznie przekraczającej granice naszej odporności (kondycji) moralnej.

7.2. Granice obniżone przez dobrobyt, którego na bieżąco zaznajamemy, bo politycy bez umiaru nam go serwują, na koszt przyszłości. Czyli zadłużając państwo w celu sfinansowania rozbudzanego (amoralnie) teraźniejszego społecznego pożądanego. Tego (pożądanego), któremu pilnie trzeba poświęcić poważne studia. Zastrzegając, że ogólnie chodzi bardziej o studia psychologiczne niż socjologiczne, w wypadku potrzeb transformacji energetycznej trzeba się skupić na jej korporacyjnych mechanizmach odpowiedzialnych za rozprzestrzenianie się pożądanego (w postaci wzrostu zużycia energii przenoszącego się ogólnie na entropijny wzrost całej konsumpcji, w trybie charakterystycznym dla najbardziej już zaraźliwych chorób wirusowych. Konsumpcji napędzanej przez najbardziej produktywną część społeczeństwa, czyli aktywną zawodowo, ale też obydwa bieguny: ten na emeryturze i ten żyjący obecnie w bańce dziecięcej jeszcze nieświadomości rosnącego realnie przyszłego ryzyka. Ryzyka, od którego najmłodszego pokolenia nie da się

już uwolnić. Ale na które to pokolenie trzeba bezwzględnie przygotować: budując jego elektroprosumencką odporność kryzysową w trybie zamiany (w strefie euroatlantycznej i w poza euroatlantycznej strefie OECD) wzrostu zużycia energii na stabilizację egzergii i wzrost dobrostanu!

8. **Uwagi dotyczące podstaw teoretycznych transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu (TEE).** Procesy geopolityczne – w tym wojna na Ukrainie trwająca od 22 lutego 2022, marcowe (2024) wybory prezydenckie w Rosji, czerwcowe (2024) wybory do Parlamentu Europejskiego, listopadowe (2024) wybory prezydenckie w Stanach Zjednoczonych – oraz polska sytuacja polityczna – październikowe (2023) wybory do parlamentu i kwietniowe (2024) samorządowe – tworzą środowisko, w którym potrzebna jest nowa refleksja dotycząca TEE, wynikająca z gwałtownego przyspieszenia falsyfikacji schodzącego tripletu paradygmatycznego historycznej energetyki oraz mniejszego, ale bardzo istotnego, przyspieszenia weryfikacji wschodzącego paradygmatu monizmu elektrycznego (TEE).

8.1. W szczególności teoretyczne podstawy TEE mające początek w triplecie paradygmatycznym monizmu elektrycznego [1] – przypis 1 stanowiący odwołanie do zbioru ponad 80 publikacji z okresu 2017-2023) – podane już zostały (w latach 2022-2024) bardzo wymagającej weryfikacji: pośredniej na świecie ([25], [26], [27]) i bezpośredniej [28], odnoszącej się do Warszawy, będącej weryfikacją o bardzo wielkim znaczeniu praktycznym. Na przeciwnym biegunie doszło wręcz do szokowej empirycznej falsyfikacji schodzącego tripletu historycznej energetyki (polityczno-korporacyjnej). W rezultacie przyspieszenia (przede wszystkim dedukcyjnej) weryfikacji wschodzącego tripletu paradygmatycznego i szokowego sfalsyfikowania (przede wszystkim empirycznego) schodzącego tripletu paradygmatycznego zmieniona została w Raporcie perspektywa dalszego opisu TEE względem opisu zastosowanego w Białej Księdze [34] na bardziej radykalną w dwóch aspektach.

8.2. Po pierwsze: nowy opis odchodzi od akcentowania faktu, że pierwotny opis TEE był warunkowany tripletem wschodzącym przy braku wyraźnie sformułowanego tripletu schodzącego (ten w sposób formalny został sformułowany dopiero w Białej Księdze). Metodologicznie to odejście nie ma już znaczenia. Ma za to uzasadnienie w szokowości empirycznej falsyfikacji tripletu schodzącego, która dokonuje się po „15 października” (pokazuje skalę upadku moralnego polityczno-korporacyjnej energetyki). I która to falsyfikacja sprawiła, że wcześniejszy status tripletu

schodzącego – mianowicie „falsyfikowany” – zbliżył się mocno do granicy „sfalsyfikowany”, co uprawomocnia praktyczne zakończenie falsyfikacji w najważniejszych aspektach, w tym przede wszystkim w aspekcie energetyki jądrowej.

- 8.3. Po drugie: coraz łatwiejsza staje się weryfikacja tripletu wschodzącego. A to umożliwia koncentrację na weryfikacji najbardziej przełomowej hipotezy (z którą jest związana najbardziej przełomowa heurystyka TEE). Mianowicie hipotezy, że wzrost energii w strefie euroatlantyckiej i poza euroatlantyckiej części OECD można (należy) zamienić wzrostem dobrostanu.

Problem 2: Triplet paradygmatyczne: wschodzący TEE i schodzący historycznej energetyki

[czy nauka jest w stanie – i w jakich sytuacjach – zastąpić zbrojenia oraz wojny w kreacji postępu technologicznego i społecznej odnowy]

9. **TEE a triplet paradygmatyczny monizmu elektrycznego.** Triplet (paradygmaty: elektroprosumencki, egzergetyczny, wirtualizacyjny) stanowi najogólniej eklektyczne środowisko wieloparadygmatowe doktryny TEE [Popczyk J.]². W środowisku tym stan deterministyczny A (przedmiot metod badań indukcyjnych) z jednej strony, a z drugiej hipotezy (mające podstawę w dedukcyjnych metodach badawczych) dotyczące stanu B oraz całej trajektorii TEE (A→B) muszą stanowić punkt wyjścia do uzgodnienia (rozumienia/stosowania) poszczególnych paradygmatów.

- 9.1. W kontekście stanu A sytuacja wygląda następująco: ponieważ stan ten w Polsce oznacza przede wszystkim energetykę paliw kopalnych (węgiel kamienny i brunatny, paliwa transportowe (ropopochodne) i gaz ziemny (oraz LNG) – z procesami spalania i ciepłymi – to przynajmniej jeden z paradygmatów transformacji energetycznej musi nawiązywać do drugiej zasady termodynamiki, jednej z najsilniejszych zasad fizyki. Tym paradygmatem (twardym, w świecie przyszłych bilansów energetycznych) jest paradygmat egzergetyczny, przesadzający o monizmie elek-

²Popczyk J., *Zasoby Powszechnej Platformy Transformacyjnej Energetyki 2050 (PPTe 2050)*, w szczególności Biuletynów – PPTe 2050 i Rynki elektroprosumeryzmu – publikowanych przez „Energetykę” (5/2020, 7/2020, 11/2020, 1/2021, 4/2021, 7/2021, 10/2021, 1/2022, 5/2022, 8/2022, 11/2022, 4/2023, 8/2023, 10/2023).

trycznym, czyli jedyności energii elektrycznej (w praktyce chodzi o jej bezwzględną dominację).

- 9.2. Ale stan A to także energetyka, której metoda badawcza i praktyka zostały ukształtowane generalnie przed rewolucją cyfrową. To oznacza fundamentalną nieadekwatność metody energetyki stanu A względem obecnego środowiska technologicznego (inteligentne materiały, szeroko rozumiany przemysł ICT, cyfryzacja), które wytworzyła globalizacja spowodowana rewolucją cyfrową. Stąd wynika przede wszystkim przekaz o nieadekwatności metod monopolu sieciowego (szerzej systemowego, zwanego w przeszłości „naturalnym”) elektroenergetyki – w stanie A najważniejszego na świecie sektora całej energetyki WEK PK-W/OZ-EJ – względem nowego środowiska technologicznego nazywanego inteligentną infrastrukturą. Zatem znowu, przynajmniej jeden z paradygmatów musi nawiązywać do fundamentalnych zasad elektromagnetyzmu (czterech równań Maxwella), które są, podobnie jak druga zasady termodynamiki, jednymi z najsilniejszych zasad fizyki, i rządzą całą elektryką (silnoprądową w postaci systemów elektroenergetycznych i słaboprądową w postaci „chmurowej” inteligentnej infrastruktury). Tym paradygmatem (miękkim, ze względu na jego powiązanie z rynkiem energii elektrycznej) jest paradygmat wirtualizacyjny. To ten paradygmat musi w szczególności dawać (umożliwiać) coraz lepszą odpowiedź na coraz ważniejsze pytanie: czy regulacja w energetyce jest potrzebna, bo jest monopol, czy też jest monopol, bo jest regulacja.
- 9.3. Kolejny, pod względem siły, przekaz dotyczący energetyki stanu A, to jej nieadekwatność względem społeczeństwa ponoszącego współcześnie odpowiedzialność za zahamowanie zmian klimatycznych z jednej strony, a z drugiej społeczeństwa będącego społeczeństwem sieci/chmury (czyli rewolucji cyfrowej). Do tej nieadekwatności nawiązują już paradygmaty egzergetyczny i wirtualizacyjny, ale w niewystarczającym stopniu. Bo stan początkowy A, to energetyka ciągle z końca epoki przemysłowej. Czyli epoki, która ogólnie ukształtowała interwencjonizm państwowy i korporacjonizm. Ten pierwszy w odniesieniu do energetyki oznacza bardzo daleko posuniętą regulację (prawną). A korporacjonizm, to bardzo silny monopol regulacyjny. Dlatego potrzebny jest paradygmat elektroprosumencki, na razie miękki, ale nie znaczy, że tak będzie do końca globalnej trajektorii TEE ($A \rightarrow B$). Za to wiadomo, że ten paradygmat, tak jak wirtualizacyjny, jest ukierunkowany na osłabianie działania entropii informacyjnej, i w jednym oraz w drugim wypadku ma głównie walor interpretacyjny (bazujący w dużym stopniu na intuicji).

- 9.4. Pozostaje jeszcze pytanie, jak będzie sekwencjonowany triplet paradygmatyczny monizmu elektrycznego (jaka powinna być kolejność paradygmatów z uwagi na ich praktyczną sprawczość) na trajektorii TEE ($A \rightarrow B$), i drugie, w jakim stopniu triplet będzie podlegał unifikacji (może nawet do jednego tylko paradygmatu). Drugie z pytań jest w stanie początkowym A pytaniem otwartym. Natomiast odpowiedzią na pierwsze z pytań jest następująca autorska sekwencja paradygmatów (w triplecie): paradygmat elektroprosumencki jest pierwszy, egzergetyczny drugi, wirtualizacyjny trzeci. Jest to sekwencja mająca podstawy w monizmie elektrycznym, czyli w podstawach fundamentalnych stanu końcowego B trajektorii TEE ($A \rightarrow B$), którym w praktyce jest elektroprosumeryzm. Jest to zarazem sekwencja wychodząca naprzeciw ogólnej potrzeby wytworzenia adaptacyjnej (ewolucjonistycznej) praktyki rynkowej na całej trajektorii. Trzy szczegółowe potrzeby, składające się na potrzebę ogólną, trzeba tu podkreślić jako szczególnie ważne.
- 9.5. Pierwsza wiąże się z wygaszaniem paliw kopalnych, i całej energetyki WEK; skutkiem będzie monotoniczne zmniejszanie się znaczenia paradygmatu egzergetycznego (choć do całkowitego wyeliminowania jego znaczenia nie dojdzie, co wynika z faktu, że sprawność egzergetyczna odnosi się nie tylko do paliw, ale również do surowców niebędących paliwami i dla całej gospodarki, a miejsce kosztu termoeologicznego zajmie koszt elektroekologiczny).
- 9.6. Druga z potrzeb odnosi się do paradygmatu wirtualizacyjnego, zwłaszcza w jego domenie sieciowej na rynku energii elektrycznej. Jego znaczenie także będzie się zmieniać, ale inaczej niż paradygmatu egzergetycznego – w bardziej skomplikowany sposób. Na początku trajektorii TEE ($A \rightarrow B$) będzie krytyczne, ale w latach czterdziestych (w wypadku Polski widać to na rys. 5.2) nastąpi przegięcie krzywej (funkcji, funkcjonału) i rozpocznie się spadek jego znaczenia (znowu, tak jak w wypadku paradygmatu egzergetycznego, do całkowitego wyeliminowania znaczenia paradygmatu wirtualizacyjnego w jego domenie sieciowej nie dojdzie).
- 9.7. Trzecia potrzeba, powiązana z paradygmatem elektroprosumenckim, ma najbardziej złożony charakter. Przy tym wzrost znaczenia tego paradygmatu ma monotoniczny rosnący charakter na całej trajektorii TEE ($A \rightarrow B$). To jest główny powód, że paradygmat elektroprosumencki jest na pierwszym miejscu w triplecie.
- 9.8. Podkreśla się, że przyjęta sekwencja paradygmatów tripletu wschodzącego nawiązuje przede wszystkim do tych napięć w sferze społecznej,

które z niezwykłą siłą ujawniły się wraz z globalizacją zapoczątkowaną cyfryzacją. Triplet paradygmatyczny musi umożliwić na początku trajektorii TEE ($A \rightarrow B$) pokonanie tych napięć za pomocą przekraczania barier dziedzinowych (w nauce) oraz sektorowych (w praktyce). Po to, aby w ziemskim świecie społecznym, podlegającym prawom ewolucjonizmu (reprodukcji) odbudować porządek (jednak poprzez jego ukształtowanie na nowo; w pierwszym kroku poprzez korektę ładu oświeceniowego na nowy ład Południe-Północ). Czyli pokonać wzrost ziemskiego chaosu za pomocą wykorzystania („wchłonięcia”) mikrocząstki fotosyntezowej „egzergii” słonecznej entropii.

- 9.9. Triplet paradygmatyczny odróżnia koncepcję TEE w zasadniczy sposób od koncepcji realizowanych w trybie celów politycznych. W tych ostatnich dominuje utrwalone w dotychczasowej (sektorowej) energetyce paliw kopalnych podejście indukcyjne bazujące na regresyjnych modelach prognostycznych (wykorzystujących dane empiryczne wewnątrzsektorowe). W koncepcji TEE trajektorie transformacyjne w każdej osłonie kontrolnej OK ($A \rightarrow B$) są kształtowane (najogólniej, w tendencji, tu spójnie z humanistycznym postrzeganiem elektroprosumeryzmu) w środowisku zasady niskoentropijności wysokoegzergetycznej zarządzanej za pomocą kryterium minimaxowego, z poszanowaniem obowiązującego ładu ustrojowego (społecznego), czyli też skalowania ludnościowego i powierzchniowego respektującego zasadę pomocniczości stanowiącą przedmiot umowy społecznej.
10. **Egzergia – najsilniejszy katalizator redukcji opóźnienia poznawczego TEE.** Egzergia, wielkość charakteryzująca energię pod względem jej przydatności praktycznej, oznacza maksymalną (po przyjęciu odniesienia w postaci otaczającej przyrody) zdolność przetworzenia energii w użyteczną pracę. Bardzo silna pozycja egzergii w termodynamice wiąże się z jej właściwością pozwalającą na wychwycenie w bilansach egzergetycznych tych niedoskonałości procesów termodynamicznych, które są niewidoczne w bilansach energii. W transformacji energetycznej silna pozycja egzergii wynika z jej potencjału objaśniającego istotę tej transformacji. W tym kontekście jest ważne, że dla energetyka egzergia jest wielkością służącą do zmniejszania niedoskonałości termodynamicznej procesów cieplnych. Sami termodynamicy mówią jednak: analiza egzergetyczna określa wprawdzie możliwości udoskonalania procesu cieplnego, ale dopiero analiza ekonomiczna rozstrzyga o celowości zwalczania strat egzergii (dwadzieścia praktycznych zasad zwalczania strat egzergii z poszanowaniem ekonomii – czyli z uwzględnieniem

faktu, że udoskonalanie procesu cieplnego zawsze wymaga nakładów inwestycyjnych – znalazło swoje sformułowanie na zakończenie podręcznika [17].

- 10.1. Podejście dedukcyjne – mające za podstawę drugą zasadę termodynamiki (entropię energetyczną) – wiążące egzergię z ekonomią jest bardzo płodne przez to, że stanowi w szczególności punkt wyjścia do oszacowań prognostycznych praktycznej wydajności (efektywności) energetycznej elektroprosumeryzmu) [Popczyk J.]. W tym kontekście bilans egzergiczny i przede wszystkim sprawność egzergetyczna [Szargut J.] stanowią główne przesłanki do zdefiniowania energii użytecznej. Tej, która zapewnia realizację elektroprosumenckich (holistycznych) usług energetycznych. A dalej, umożliwia unifikację trzech głównych energetycznych „substratów” (zasobów w postaci bogactw naturalnych) biorących udział w procesach transformacyjnych na trajektoriach TEE. Mianowicie: paliw kopalnych (w tym jądrowych), materii niebędącej paliwami (czyli surowców oraz materiałów/półsurowców), i wreszcie promieniowania słonecznego (będącego energią napędową źródeł OZE i energią zmagazynowaną w procesach fotosyntezy w wypadku świata ożywionego).
- 10.2. Sprawność egzergetyczna (alternatywnie: sprawność globalna) prowadzi do spostrzeżenia, że energia elektryczna ma jeden z najwyższych potencjałów egzergetycznych, podobny do tego, który mają energia kinetyczna oraz potencjalna. Z kolei uwzględnienie w bilansach energetycznych na trajektoriach transformacyjnych TEE materii niebędącej paliwem ma krytyczne znaczenie w wypadku egzergetyzacji (pasywizacji) budownictwa, gdzie paliwa kopalne nie występują, ale występują materiały izolacyjne (i dlatego, że egzergetyzacja budownictwa ma w świetle podstaw fundamentalnych najwyższy priorytet w rankingu praktycznych działań proefektywnościowych uwolnionych od sektorowości, (tab. 2.2). Wreszcie, bardzo ważne jest w analizie egzergetycznej odnotowanie, że źródła OZE wykorzystują egzergię z „innego” świata (najogólniej przenoszoną przez strumień promieniowania słonecznego), czyli mają odniesienie nie w równowadze układu ziemskiego, a w równowadze układu słonecznego.
- 10.3. W podręczniku [Szargut J.] wykład na temat egzergii rozpoczyna się od równania wiążącego egzergię wewnętrzną (w osłonie termodynamicznej) B_z z egzergią B strugi substancji przepływającej przez osłonę:

$$B_z = B - V(p - p_{ot}), \quad (2.1)$$

gdzie: V, p - objętość i ciśnienie w osłonie, p_{ot} - ciśnienie otoczenia (na zewnątrz osłony).

- 10.4 Równanie na sprawność egzergetyczną η_B uogólnionego procesu termodynamicznego (uogólnionego w sensie: rozbudowanego, złożonego z wielu podprocesów różniących się jakościowo) ma następującą postać [Szargut J]:

$$\eta_B = \frac{B_{u\dot{z}} - B_{sn} + L_{u\dot{z}} + E_{el\dot{u}\dot{z}} + \Delta B_{\dot{z}ru\dot{z}} + \Delta B_{uu\dot{z}}}{B_N + L_N + E_{elN} + \Delta B_{\dot{z}rN}}, \quad (2.2)$$

gdzie: $B_{u\dot{z}}$ - użyteczna egzergia produktów użytecznych procesu, B_{sn} - egzergia surowców nieenergetycznych, $L_{u\dot{z}}, E_{el\dot{u}\dot{z}}$ - użyteczna praca, użyteczna energia elektryczna uzyskana w procesie, $\Delta B_{\dot{z}ru\dot{z}}$ - przyrost egzergii zewnętrznych źródeł ciepła, których ogrzewanie lub ochładzanie jest zadaniem procesu, $\Delta B_{uu\dot{z}}$ - użyteczny przyrost egzergii układu, B_N - egzergia substancji napędowych (paliw), L_N, E_{elN} - praca napędowa, napędowa energia elektryczna, odpowiednio, $\Delta B_{\dot{z}rN}$ - spadek egzergii zewnętrznego źródła ciepła napędowego.

- 10.5. Sprawność egzergetyczna opisana za pomocą równania (2.2) jest sprawnością wyłącznie eksploatacyjną. Czyli pomija ona egzergię potrzebną na wybudowanie infrastruktury technicznej (urządzenia roboczego, urządzenia napędowego, instalacji, infrastruktury). Jest jednak i tak bardzo pouczająca. W szczególności stanowi punkt wyjścia do wykazania w sposób formalny przewagi (popytowego) monizmu elektrycznego nad energetyką WEK PK-EJ.
- 10.6. Mianowicie, równanie (2.2) jest wprost tym, które zachęca do sformułowania pojęcia osiągalnej skuteczności transformacji energetycznej η_{TE} , wyrażającej unormowaną względną wartość zredukowanego zapotrzebowania energetycznego, będącego wynikiem przejścia od stanu A (energia chemiczna paliw kopalnych, współczesne sposoby zaspokajania potrzeb energetycznych przez odbiorców) do stanu B (monizm elektryczny: energia elektryczna ze źródeł OZE, nowe sposoby zaspokajania potrzeb energetycznych przez elektroprosumentów, w modelu elektroprosumentkim).
- 10.7. Z faktu, że praktyczna przydatność energetyczna materii jest równa zero, jeśli jest ona (materia) w równowadze termodynamicznej z otoczeniem wynika fundamentalne znaczenie osłon kontrolnych w opisie energetycznych procesów przepływowych, w tym energii/egzergii strugi substancji przecinającej termodynamiczną osłonę kontrolną. Stąd osłona

kontrolna jest podstawowym pojęciem paradygmatu egzergetycznego (i całego tripletu paradygmatycznego). Zgodnie z paradygmatem egzergetycznym heurystyki bilansowe trajektorii TEE są budowane z wykorzystaniem zbioru składników egzergii zgodnym z klasyfikacją stosowaną przez [Szargut J.]; zbiór ten obejmuje egzergie: elektryczną, kinetyczną, potencjalną, termiczną (fizyczną i chemiczną), jądrową i inne. Alternatywnie, w modelach efektywności energetycznej termodynamicy wykorzystują globalną sprawność energetyczną. Konfrontacja globalnej sprawności energetycznej ze sprawnością lokalną (będącą niestety standardem metodycznym – zarazem jednym z największych błędów poznawczych – w historycznej energetyce, ogólnie, ale zwłaszcza w przypadku energetyki jądrowej) daje bardzo dobry, intuicyjny obraz fundamentalnego znaczenia paradygmatu egzergetycznego w doktrynie TEE.

- 10.8. Jest (paradoksalnie) pewna (choć niebliska) analogia między konfrontacją globalnej sprawności energetycznej ze sprawnością lokalną stosowaną w analizie egzergetycznej, monografia [18], i (z drugiej strony) unifikacją trzech wymiarów (aspektów) elektroprosumenckiej złożoności TEE za pomocą tripletu paradygmatycznego i systemu notacji elektroprosumeryzmu, w szczególności osłon kontrolnych. Znaczenie tripletu paradygmatycznego (i systemu osłon kontrolnych właściwych dla elektroprosumeryzmu) polega na tym, że pozwala on wykorzystać entropię jako miarę chaosu – a ostrożniej: zaprasza do takiego jej wykorzystania – w opisie energii światów: nieożywionego (w tym cyfrowego/wirtualnego), ożywionego (biologicznego) oraz społecznego. Efektem (na ścieżce wznoszenia się człowieka) jest niskoentropijny elektroprosumeryzm, zapewniający światu odporność kryzysową dzięki (względnej) niskoentropijnej energii słońca napędzającej ziemskie źródła OZE, ale napędzającej także fotosyntezę ziemskiego świata ożywionego umożliwiającą jego rozwój na ścieżce ewolucjonizmu (w tym przyjaznych człowiekowi systemów społeczno-politycznych, takich na przykład jak społeczna gospodarka rynkowa). Śmiertelnym zagrożeniem jest natomiast ekstremalnie wysokoentropijna energetyka jądrowa WEK-PK (w przypadku Polski 11-krotnie mniej wydajna energetycznie w porównaniu z elektroprosumeryzmem i skutkująca politycznym autorytaryzmem, państwowym korporacjonizmem i oligarchią).
11. **Przykład współczynników efektywności transformacji TEE (do monizmu elektrycznego).** Kanoniczny zestaw współczynników monizmu elektrycznego w segmencie ludnościowym transformacji TEE przedstawia ta-

bela 2.2. Są to współczynniki dla trzech dziedzinowych rynków elektroprosumentyzmu: egzergetyzacji (pasywizacji) budownictwa, egzergetyzacji (elektryfikacji) ciepłownictwa i egzergetyzacji (elektryfikacji) transportu, priorytety 1, 2, 3, odpowiednio.

11.1. W wypadku egzergetyzacji budownictwa jest to stosunek rocznego zużycia ciepła w kWh/(m²·rok) po egzergetyzacji (do poziomu uzasadnionego ekonomicznie) względem przeciętnego zużycia (w Polsce) przed egzergetyzacją. Oszacowanie współczynnika przedstawione w tabeli jest ostrożne, co oznacza, że współczynnik w rzeczywistości jest mniejszy od 1/3.

Tab. 2.2. Tablica praktycznych współczynników (heurystyk transformacji energetycznej do monizmu elektrycznego) dla trzech obszarów transformacji TEE

Rynek energetyczny		„Czynnik” napędowy	Jednostka „wiążąca”	Oszacowanie	
				wzór	liczbowe
Energia elektryczna		ludność, gospodarka	kWh/(os., PKB)	(-)	1
Ciepło	grzewcze, CG	ludność, mieszkalnictwo	kWh/m ²	$\frac{E_{PH}}{E_g} \cdot \frac{1}{COP}$	$\frac{1}{3} \cdot \frac{1}{3} = 0,1$
	CWU	ludność	kWh/os.	$\frac{1}{COP}$	$\frac{1}{3} = 0,3$
Transport		ludność, transport	kWh/sam.	$\frac{\eta_s}{\eta_{EV}}$	$\frac{0,2}{0,6} = 0,3$

11.2. Współczynnik elektryfikacji ciepłownictwa – jednakowy dla ogrzewania (CG) zapewniającego komfort cieplny i dla produkcji ciepłej wody użytkowej (CWU) – jest odwrotnością współczynnika COP (sprawności egzergetycznej pompy ciepła) równego 3 (jest to wartość eksploatacyjna oszacowana znowu bardzo ostrożnie). W wypadku elektryfikacji transportu współczynnik jest stosunkiem sprawności eksploatacyjnej samochodu elektrycznego do sprawności eksploatacyjnej samochodu z silnikiem spalinowym (po raz trzeci podkreśla się, że oszacowanie jest pesymistyczne).

11.3. Oszacowania przedstawione w tabeli 2.2 mają bardzo ważne znaczenie empiryczne (weryfikują pozytywnie wschodzący triplet paradygmatyczny monizmu elektrycznego). Jednak tabela ta ma znaczenie strategiczne, które wstępnie sygnalizuje się – jako endogenność elektroprosumentyzmu oraz egzogenność historycznej energetyki korporacyjnej, p. 12.

12. **Endogenny model elektroprosumencki vs egzogeny model biznesowy historycznej energetyki korporacyjnej.** Nie da się niestety łatwo oswoić szoku strachu pozostając w pełnowymiarowych jego kleszczach. Te ostatnie trzeba przy tym ciągle traktować jako kategorię intuicyjną, nie pozwalającą nam realnie (niestety) uwolnić się od perspektywy transformacji energetycznej w trybie innowacji przyrostowej.
- 12.1. Kleszcze działają wtedy, gdy odwołujemy się do transformacji energetycznej (analizujemy ją) w trybie innowacji przyrostowej, albo inaczej naśladowczej – tak jak było, tylko trochę lepiej i dużo więcej – na całej trajektorii transformacyjnej $A \rightarrow B$, gdzie stany A i B, to stany: początkowy (empiryczny) i końcowy (opisany za pomocą hipotez, heurystyk), odpowiednio. Szok ustępuje jednak jeśli porzucamy tryb innowacji naśladowczej, uwalniamy wyobraźnię, trochę się doksztalcamy, i przechodzimy w tryb innowacji przełomowej. W szczególności jeśli jesteśmy zdolni wykorzystać przełomowość koncepcji prezentowanej w Raporcie do właściwego zredukowania złożoności TEE jako transformacji szczególnej (jedynej). Mianowicie, za pomocą wyabstrahowania ze złożoności całej trajektorii TEE ($A \rightarrow B$) złożoności stanu końcowego B, która jest nie do przecenienia na gruncie intuicyjnego (empirycznego) rozumienia TEE.
- 12.2. W rezultacie przez transformację energetyczną rozumie się Raporcie unikatową transformację posiadającą akronim TEE, i przeciwstawia się ją transformacjom politycznym (na świecie), odzwierciedlającym (populistyczne) cele polityczne. Przynajmniej podkreśla się jednak, że jest to transformacja energetyczna mająca u podstaw naukowy triplet paradygmatyczny monizmu elektrycznego.
- 12.3. Triplet zdolny narzucić każdej z trzech stron – politykom, społeczeństwu, korporacjom – wspólne (fundamentalne) zrozumienie pojęć transformacji takich (w szczególności) jak endogenność elektroprosumeryzmu (jego podstaw fundamentalnych) vs egzogenność historycznej energetyki korporacyjnej (jej modelu biznesowego). Triplet zdolny trzymać w „karbach” każdą ze stron przez trzy dziesięciolecia, a potem długo jeszcze służyć światu jako jeden z filarów po postoświeceniowego ładu ustrojowego.
- 12.4. I najważniejsze w tym miejscu stwierdzenie: jest to triplet czyniący endogenność elektroprosumeryzmu i egzogenność modelu biznesowego historycznej energetyki korporacyjnej jedną z najważniejszych podstaw doktryny elektroprosumeryzmu (cz. II Raportu).

Problem 3: Bilanse energetyczne stanu początkowego A i heurystyka elektroprosumeryzmu (jako stanu końcowego B)

[jądro przelomowości, ale też siła nauki i szok nowości TEE – uchylone drzwi do humanistycznego po postoświeceniowego ładu ustrojowego Południe-Północ]

13. Środowisko obliczeniowe heurystyk bilansowych TEE w osłonie OK(PL). Zbudowanie kanonicznego zbioru heurystyk bilansowych transformacji TEE jest sprawą pilną, z drugiej natomiast strony w dużym stopniu jeszcze otwartą. Prezentowana w tabeli 2.4 mapa – obejmująca polskie oszacowania bilansowe dla stanu początkowego A(2020) i uzyskane na ich podstawie (początkowe) heurystyki bilansowe stanu końcowego B(2050) transformacji TEE – stanowi dobry początek. W takim sensie, że jest racjonalnym punktem wyjścia do dalszych pogłębionych badań. Jednak zarówno początkowe oszacowania bilansowe jak i końcowe heurystyki wymagają skomentowania, i to na trzy sposoby. Po pierwsze: cenne jest to, że są to oszacowania i heurystyki krajowe – czyli integrujące wszystkie wewnętrzne osłony kontrolne, zlokalizowane w krajowej osłonie OK(PL) – i stanowiące tym samym dobrą podstawę do ich skalowania ludnościowego i powierzchniowego. Po drugie: komentarza wymaga jednak rok 2019 jako stan początkowy transformacji. Argumentem, który przesądził o tym wyborze jest fakt, że jest to ostatnie stabilne oszacowanie, przed wielkimi turbulencjami (COVID-19, napaść Rosji na Ukrainę). Zatem wyłączenie niestabilności bilansów okresu 2020-2022 umożliwi przejście do testowania odporności kryzysowej początkowego odcinka trajektorii TEE ($A \rightarrow B$), bo dostarcza rzeczywistych (empirycznych) danych. Po trzecie: ważną sprawą jest zatem wymuszenie struktury bilansu – prezentowanej poniżej, pp. 17.2 do 17.4 – nadającej się do testowania bardzo silnych naruszeń odporności kryzysowej (uwzględniającej na samym początku ekstremalne odchylenia od stosowanych warunków normatywnych). Odrebną sprawą jest potrzeba wsparcia krajowego środowiska obliczeniowego wiarygodnym globalnym środowiskiem obliczeniowym, choćby bardzo minimalistycznym, ale wiarygodnym (starannie przetestowanym), pp. 17.1.
- 13.1. Syntezę globalnego środowiska obliczeniowego, jako wsparcia dla środowiska krajowego – stanowiącego punkt wyjścia w procesie dochodzenia do krajowych heurystyk bilansowych TEE w horyzoncie 2050 – przedstawia tabela 2.3. Tabela ta identyfikuje stan początkowy (2022) „szkieletowej” (bazowej) struktury globalnego rynku końcowego energii elek-

trycznej. Przy tym dwanaście zweryfikowanych liczb – łącznie z liczbą w nagłówku tabeli dotyczącą rocznej wartości globalnej produkcji energii elektrycznej – w zalewie mało istotnych danych (często spreparowanych, fałszywych), z którymi ma do czynienia każdy (kto zajmuje się energetyką w świecie jej współczesnej złożoności) jest ważne dla zrozumienia, jakimi metodami posługuje się triplet GSTA w swojej praktyce kreowania błędów poznawczych transformacji energetycznej służących podtrzymywaniu swojego władztwa (interesów) za pomocą przedłużania trajektorii historycznej (dotychczasowej) energetyki, a w szczególności (w Polsce, ale nie tylko) za pomocą inwestycji w energetykę jądrową.

Tab. 2.3. Szacunkowa struktura technologiczna produkcji energii elektrycznej na świecie (2022)

Roczna światowa produkcja energii elektrycznej, stan A(2022): 27 tys. TWh					
w tym elektrownie/źródła:					
wodne	węglowe	jądrowe	gazowe	OZE (wiatrowe i PV)	pozostałe
tys. TWh					
4	10	3	6	2	2
historyczny czas dojścia do osiągniętego poziomu produkcji (2022), lata					
130	130	70	30	10	(-)

- 13.2. Na krajowy bilans energetyczny 2019 (poza surowcowym/procesowym wykorzystaniem paliw kopalnych) składają się, w wielkim uproszczeniu: energia pierwotna (chemiczna) paliw kopalnych równa 1100 TWh (węgiel kamienny – 500 TWh, węgiel brunatny – 250 TWh, ropa naftowa – 250 TWh, gaz ziemny – 100 TWh) oraz wytworzona z niej energia końcowa (powiększona o 15 TWh energii elektrycznej wyprodukowanej w źródłach OZE) równa 600 TWh (energia elektryczna – 170 TWh brutto i 130 TWh netto, ciepło – 210 TWh). Trzeci składnik, to paliwa transportowe – 220 TWh brutto.
- 13.3. Na antycypowany bilans monizmu elektrycznego 2050 w bardzo wielkim przybliżeniu składają się natomiast: energia napędowa elektryczna OZE netto równa 175 TWh i brutto równa 200 TWh, energia użytkowa 205 TWh (energia napędowa elektryczna OZE netto pomniejszona o 15 TWh potrzebnych do zasilania pomp ciepła i powiększona o 45 TWh ciepła produkowanego przez te pompy na potrzeby grzewcze i produkcji ciepłej wody użytkowej).

13.4. Zostanie to osiągnięte za pomocą: wzrostu efektywności w dotychczasowych (tradycyjnych) obszarach użytkowania energii elektrycznej (wynoszącej ok. 30%), a dalej za pomocą egzergetyzacji budownictwa (5-krotne zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło grzewcze w budownictwie), za pomocą pompy ciepła (3-krotne zwiększenie ciepła użytkowego w stosunku do elektrycznej energii napędowej) i za pomocą samochodu elektrycznego (3-krotnie wyższa sprawność w stosunku do samochodu z silnikiem spalinowym).

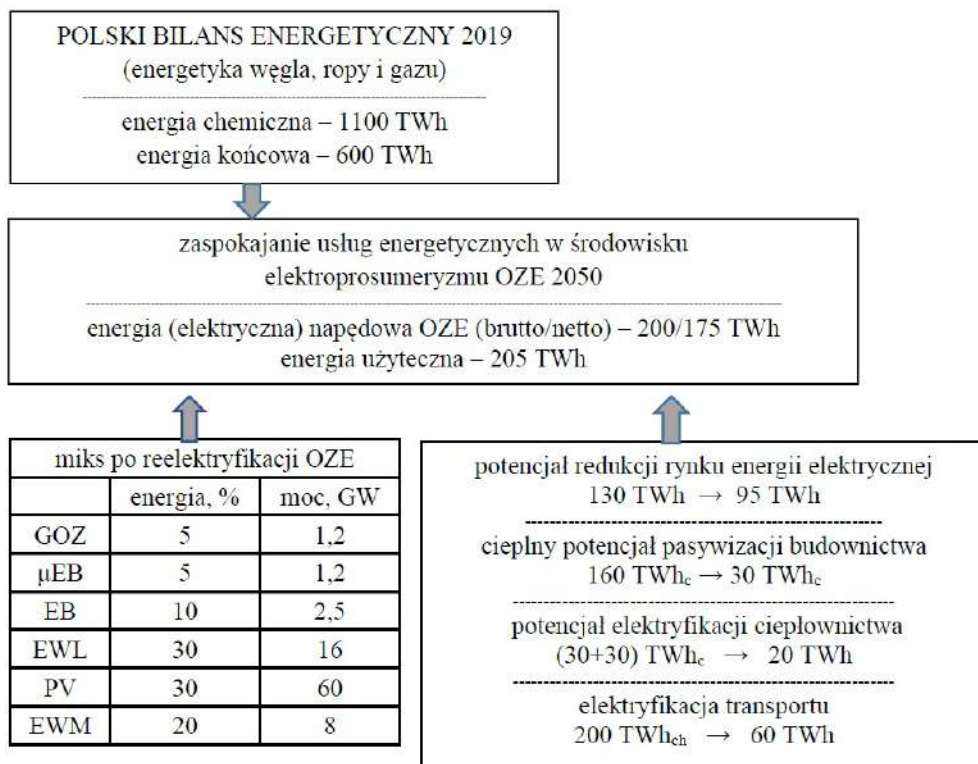
14. **Mapa: od obecnych bilansów energetycznych do heurystyk elektroprosumeryzmu.** Zbudowanie kanonicznego (pełnego) zbioru heurystyk bilansowych transformacji TEE OKi ($A \rightarrow B$) dla pełnego zbioru reprezentatywnych osłon kontrolnych jest sprawą bardzo pilną, a z drugiej strony całkowicie jeszcze otwartą. Jako standard dostępne są (na razie) heurystyki krajowe, czyli dla osłony kontrolnej OK(PL). Stanowią one punkt wyjścia do dalszych pogłębionych badań; w każdym razie taki status nadaje się im w profesorskiej koncepcji TEE. Są to heurystyki dotyczące bilansów energii dla stanu końcowego B (2050).

14.1. Dostępną w stanie początkowym (A) heurystykę bilansową stanu końcowego (B) przedstawia dla Polski tabela 2.4. Punktem wyjścia do przeprowadzonych oszacowań są rzeczywiste, chociaż bardzo przybliżone, bilanse retrospektywne do 2019 r. dla rynku energii pierwotnej (chemicznej węgla kamiennego, węgla brunatnego, gazu ziemnego i ropy naftowej) oraz rynków końcowych brutto (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych). Uprawniona jest hipoteza, zwłaszcza jeśli uwzględnia się następstwa pandemii koronawirusa i kryzysu geopolitycznego wywołanego napaścią Rosji na Ukrainę, że maksima globalne 2019 (w rozumieniu matematycznym) na rynkach paliw ropopochodnych (zwłaszcza na tych rynkach: lekkich i ciężkich olejów napędowych oraz olejów opałowych) i rynkach gazu (ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego oraz ciekłego) oznaczają, że wszystkie rynki paliw kopalnych weszły w Polsce w trwałą, bardzo dynamiczną fazę schodzącą (nigdy już nie będą większe).

14.2. To oznacza, że energia pierwotna (paliw kopalnych) wynosząca w 2019 r. około 1100 TWh, z orientacyjnym podziałem: na węgiel kamienny – 450 TWh, węgiel brunatny – 200 TWh, ropę naftową – 300 TWh, gaz ziemny, łącznie z płynnym – 150 TWh będzie podlegać na trajektorii TEE ($A \rightarrow B$) ważnej z praktycznego punktu widzenia właściwości teoretycznej. Mianowicie, będzie nią trajektoria lekko wklęsła w dół, zbli-

zona do prostoliniowej (malejącej). Dlatego, bo lekko wypukłe w górę trajektorie naftowa i gazowa będą się „składać” z dominującą trajektorią węglową wklęsłą w dół.

Tab. 2.4. Mapa oszacowań bilansowych Polski dla stanu początkowego A(2020) i heurystyk bilansowych stanu końcowego B(2050) transformacji TEE



14.3. Wklęsłość trajektorii węglowej jest konsekwencją tego, że jej maksimum wystąpiło w roku 1980, czyli czterdzieści lat temu – wówczas produkcja węgla kamiennego zapewniała energię chemiczną (pierwotną) na rynek krajowy około 1100 TWh (czyli równą całej energii pierwotnej w roku 2019). Przy tym całkowite wydobycie węgla kamiennego w roku 1980 osiągnęło poziom 193 mln ton, eksport wynosił wówczas 30 mln ton, natomiast zapewnienie energii pierwotnej z węgla kamiennego w roku 2019 wymagało importu 18 mln ton.

15. **Perspektywa rynków końcowych: energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych.** W wypadku rynków końcowych sprawa jest bardziej skomplikowana. Całkowity rynek energii końcowej brutto w ostatnich czterdziestu latach był rynkiem bardzo stabilnym, o bardzo łagodnej tendencji wzrostowej (całkowity jego wzrost nie przekroczył kilkunastu procent).
- 15.1. Był to jednak rynek, którego struktura niezwykle mocno się zmieniła. Przede wszystkim nastąpiło zwielokrotnienie rynku paliw transportowych (nie mniejsze niż 5-krotne). Dalej, nastąpiło bardzo silne zmniejszenie rynku ciepła, uzyskane przede wszystkim – mimo dynamicznego rozwoju budownictwa mieszkaniowego – w wyniku poprawy efektywności energetycznej ciepłownictwa sieciowego, ale przede wszystkim zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło grzewcze w budownictwie mieszkaniowym, będące skutkiem programów termomodernizacyjnych. Wreszcie, nastąpiło niewielkie zwiększenie rynku energii elektrycznej, po wcześniejszej silnej obniżce w wyniku reformy ustrojowej gospodarki zapoczątkowanej w 1989 r.
- 15.2. Przyszłość poszczególnych rynków końcowych na trajektorii TEE ($A \rightarrow B$), zdeterminowana przez monizm elektryczny, jest następująca. Na krytycznym, w kontekście elektroprosumeryzmu, rynku końcowym energii elektrycznej brutto, na którym maksimum (w ostatnich czterdziestu latach) wynoszące 170 TWh wystąpiło w roku 2018 (była to energia elektryczna produkowana prawie w 90% z paliw kopalnych – węgiel kamienny i brunatny był podstawą produkcji prawie 80% energii elektrycznej, a z gazu wytworzono jej prawie 10%; wciąż jeszcze tylko niewiele ponad 12% pochodziło ze źródeł OZE) dokona się proces rozstrzygający o całej transformacji TEE. W pierwszej fazie będzie to proces konkurencji między rynkiem wschodzącym 1 energii elektrycznej OZE (o największej dynamice) i rynkiem schodzącym WEK.
- 15.3. Rynki końcowe ciepła i paliw transportowych, bazujące na paliwach kopalnych (pierwszy w dominującym stopniu na węglu kamiennym, gazie i w niewielkim stopniu na oleju opałowym, drugi w całości na paliwach transportowych), weszły już w trwałą fazę schyłkową. Najsilniejsza dynamika spadkowa dotknie rynek ciepła – zadecydują o tym dwa procesy: egergetyzacji budownictwa oraz elektryfikacji ciepłownictwa. Duża dynamika spadkowa dotknie też rynek paliw transportowych. W tym wypadku dwoma powodami będą: elektryfikacja transportu oraz rozbudowa transportu zbiorowego i proces racjonalizowania swoich potrzeb przez ludzi (autoograniczania się społeczeństwa w całym zbiorze osłon).

- 15.4. Mniejsza dynamika spadkowa dotknie rynek końcowy energii elektrycznej bazujący na paliwach kopalnych – znowu zadecydują dwa powody/procesy: z jednej strony rynek ten będzie pod ogromną presją dynamiki spadkowej ze względu na jego węglową strukturę, ale z drugiej strony będzie jednak beneficjentem wielkiej dynamiki wzrostowej elektroprosumentyzmu (przede wszystkim elektryfikacji ciepłownictwa i transportu).
- 15.5. Punktem wyjścia do budowy heurystyki stanu końcowego B transformacji TEE ($A \rightarrow B$) jest bilans rynków końcowych energii brutto. W roku 2018, i bardzo podobnie w 2019, roczne rynki końcowe brutto wynosiły około 600 TWh (na tę energię oprócz 170 TWh energii elektrycznej złożono się około 210 TWh ciepła – z podziałem na 170 TWh dla potrzeb grzewczych i 40 TWh dla potrzeb produkcji ciepłej wody użytkowej – oraz 220 TWh energii chemicznej w paliwach transportowych).
- 16. Rynki końcowe energii netto i brutto w stanie A i potencjał ich egzergetyzacji na trajektorii TEE($A \rightarrow B$) w osłonie OK(PL).** Od rocznych rynków końcowych brutto (u producentów) trzeba przejść do rynków końcowych netto: w stanie A (u odbiorców) i ich (rynków) „ekwiwalentów” w stanie B (u samoograniczających się prosumentów wykorzystujących innowacje przyrostowe w obecnym środowisku energetyki paliw kopalnych, natomiast nie u elektroprosumentów, korzystających z innowacji przełomowych).
- 16.1. Otóż rynki te w 2019 r. (ich rzeczywiste wielkości u odbiorców) wynosiły: 130 TWh – energia elektryczna, 190 TWh – ciepło i około 200 TWh – transport. Ich ekwiwalenty w stanie B (2050), uwzględniające potencjał tradycyjnej efektywności energetycznej (w gospodarkach: energią elektryczną, ciepłowniczą i transportową), procesy rozwojowe w całej gospodarce i samoograniczanie się prosumentów wynosiły: 95 TWh – energia elektryczna, 190 TWh – ciepło i 200 TWh – transport.
- 16.2. Zmniejszenie w wypadku energii elektrycznej ekwiwalentu (w stanie B) względem wartości rzeczywistej (w stanie A) o ponad 25% ma przyczynę w wielkiej elektrochłonności tych gałęzi gospodarki, które będą restrukturyzowane (hutnictwo, przemysł chemiczny, przemysł cementowy), a w dużej części całkowicie wygaszane (energetyka paliw kopalnych).
- 16.3. Utrzymanie się ekwiwalentów na poziomie wartości rzeczywistych w wypadku ciepła i energii chemicznej paliw transportowych odwzorowuje bardzo ostrożne założenia (zachowawcze) dla transformacji energetyki

w trybie innowacji przyrostowych, czyli takiej, jaka była prowadzona w Polsce w ciągu ostatnich dwudziestu lat, a z drugiej strony zamykanie się, w tym na skutek sytuacji demograficznej, przestrzeni rozwojowej dla wzrostu ilościowego transportu indywidualnego oraz budownictwa mieszkaniowego.

17. **Efekt bilansowy egzergetyzacji budownictwa i ciepłownictwa.** Wykorzystując oszacowane ekwiwalenty (w szczególności pp. 17.2 i 17.3 oraz 19.1 i 19.2), a dalej współczynniki transformacji energetycznej do monizmu elektrycznego przedstawione w tabeli 2.2, zbudowano przedstawioną w tabeli 2.4 początkową (A) heurystykę bilansową stanu końcowego (B).

17.1. Zgodnie z tą heurystyką energia (elektryczna) napędowa OZE brutto i netto wynoszą (w stanie B) 200 TWh i 175 TWh, odpowiednio, a energia użyteczna (pozyskiwana dzięki napędowej energii elektrycznej, wynosi natomiast 205 TWh (oczywiście, są to wartości dla w pełni dojrzałego już elektroprosumeryzmu). Podkreśla się, że podana tu wartość energii użytecznej uwzględnia przyrost egzergii zewnętrznych źródeł ciepła, który szacuje się na około 40 TWh. Taka wartość egzergii wynika z potencjału egzergetyzacji budownictwa wynoszącego około 130 TWh (zmniejszenie ciepła grzewczego ze 160 TWh do 30 TWh).

17.2. Zatem po egzergetyzacji budownictwa zapotrzebowanie na ciepło wynosi: 30 TWh na potrzeby grzewcze oraz 30 TWh na potrzeby produkcji ciepłej wody użytkowej. Uwzględniając eksploatacyjny współczynnik COP równy 3 (jest to wartość oszacowana bardzo ostrożnie dla współczesnych pomp ciepła powietrze-woda) otrzymuje się zapotrzebowanie na napędową energię elektryczną potrzebną po egzergetyzacji budownictwa równą 20 TWh.

18. Heurystyka bilansowa TEE(B) miksu energetycznego OZE. Odrębnego skomentowania wymaga heurystyka przedstawiona w tabeli 2.5 dotycząca miksu technologicznego źródeł wytwórczych OZE w stanie końcowym (B). Miksu zapewniającego pełną reelektryfikację OZE, aż do poziomu produkcji energii elektrycznej brutto równej 200 TWh. Podkreśla się, że miks ten wytrzymuje kolejne weryfikacje w praktycznych zastosowaniach.

Tab. 2.5. Negatywna (nie podlegająca możliwości zablokowania w trybie politycznym) taksonomia technologiczna transformacji TEE OK(PL)

Polski miks źródeł energii elektrycznej OZE w osłonie kontrolnej OK(PL) po zakończeniu reelektryfikacji OZE (i elektroprosumeryzacji gospodarki), roczna produkcja energii elektrycznej brutto (w OZE) – 200 TWh				
Lp.	Technologie OZE	energia, TWh (%)	moc, GW (%)	liczba i moc źródeł
1.	GOZ (źródła regulacyjno-bilansujące klasy kilku MW elektrycznych w miejskim segmencie GOZ – odpady komunalne)	10 (5)	1,2 (1,3)	200 x 6 MW
2.	μEB (wiejskie/rolnicze mikroelektrownie biogazowe regulacyjno-bilansujące klasy 10 do 200 kW)	10 (5)	1,2 (1,3)	35 tys. x 20 kW + 10 tys. x 50 kW
3.	EB (wiejskie/rolnicze elektrownie biogazowe regulacyjno-bilansujące klasy 0,5 do 1 MW)	20 (10)	2,5 (2,9)	2500 x 1 MW
4.	EWL (elektrownie wiatrowe lądowe klasy 3/6 MW)	60 (30)	16 (18,0)	1200 x 3 MW) + (1500 x 6 MW)
5.	PV (źródła fotowoltaiczne dachowe klasy do 10 kW (domy jednorodzinne)	60 (30)	60 (67,5)	3 mln x 10 kW + 0,5 mln x 40 kW + 0,1 mln x 100 kW
6.	EWM (elektrownie/farmy wiatrowe: pojedyncze elektrownie klasy 10 do 15 MW, farmy 1 do 2 GW)	40 (20)	8 (9,0)	1000 x 10 MW
Obecne elektrownie wodne i przyszłe technologie elektrowodorowe na rynkach technicznych elektroprosumeryzacji polskiej gospodarki stanowią dopełnienie podstawowych technologii regulacyjno-bilansujących OZE				

18.1. Przykładowym potwierdzeniem, bardzo ważnym, jest w tym kontekście wykorzystanie niezależnego postępowania obejmującego skonfrontowanie miksu (tab. 2.5) – uzyskanego w trybie dedukcyjnym, posiadającego właściwości makroekonomiczne, obowiązującego dla krajowej osłony kontrolnej – do weryfikacji możliwości elektroprosumeryzacji całej polskiej gospodarki widzianej w perspektywie mikroekonomicznej i modelowanej empirycznie, na podstawach indukcyjnych; czyli elektroprosumeryzacji, która prezentowana jest w tabeli 2.6.

18.2. To zresztą jest jednym z czynników uwiarygodniających pośrednio możliwość nadania mikrowi zamieszczonemu w tabeli 2.5 statusu (negatywnej) taksonomii technologicznej transformacji TEE. Jest zrozumiałe, że jest to taksonomia nie do przyjęcia przez historyczną energetykę korporacyjną, dopóki ta nie otworzy się na wschodzący triplet paradygmatyczny monizmu elektrycznego, nie pokona szoku strachu i nie oswoi szoku złożoności.

19. Szok heurystyk bilansowych elektroprosumeryzmu – inaczej w stanie końcowym TEE(B) – w osłonach kontrolnych krajowej i globalnej. Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną OZE w elektroprosumeryzmie, wynoszące 200 TWh tworzy podstawę pod zbiór bardzo ważnych wydajnościowych heurystyk bilansowych elektroprosumeryzmu. Heurystyk pokazujących ogromną przewagę transformacji TEE nad transformacjami w trybie celów politycznych.
- 19.1. Mianowicie, krotność wydajności egzergetycznej elektroprosumeryzmu względem entropijnej nieefektywności (rozrzutności) celu politycznego (polityki PEP 2040 z dominującą energetyką jądrową) jest porażająca, wynosi 11. Krotność ta względem obecnych rynków pierwotnych paliw kopalnych wynosi 6, względem rynków końcowych (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych – 3.
- 19.2. Innym praktycznym miernikiem wydajności egzergetycznej elektroprosumeryzmu jest bardzo niski współczynnik zwiększenia zapotrzebowania na energię elektryczną w TEE (zwiększenia gwarantującego zastąpienie wszystkich paliw kopalnych, łącznie z jądrowymi, energią elektryczną ze źródeł OZE). Współczynnik ten wynosi dla Polski 1,15-1,3 (dla porównania, dla Warszawy – wynosi 1,6). Dla Niemiec jest to 1,6, dla Stanów Zjednoczonych – 1,9, a dla całego świata - 1,5.

Problem 4: Wartość rynków energii w stanie początkowym A i heurystyki ekonomiczne: trajektorii TEE (A→B) oraz elektroprosumeryzmu (stanu końcowego B)

[inwestujemy w ulgi podatkowe napędzające innowacyjność przetomową pretendentów do rynków elektroprosumeryzmu, redukujemy finansowanie interesów podmiotów zasiedziały, a na rynkach historycznej energetyki, nie budujemy pomników korporacyjnego zastoj]

20. **Przyjęte warunki obliczeniowe do oszacowań krajowych heurystyk ekonomicznych.** Budowa kanonicznego zbioru heurystyk ekonomicznych transformacji TEE ma podobne uwarunkowania jak budowa zbioru heurystyk bilansowych (poprzedni rozdział).
- 20.1. Przy tym próby wykorzystania cen paliw, dóbr inwestycyjnych, kosztów eksploatacyjnych i wskaźników inflacji z lat 2020-2023 do budowy heurystyk ekonomicznych trajektorii TEE [A(2024)→B(2050)] byłyby

po wielokroć bardziej nieracjonalne. Dlatego w (profesorskiej koncepcji) odstępuje się od nich.

- 20.2. Dokonuje się natomiast oszacowań według cen stałych 2019. Jest jasne, że tak wyznaczone heurystyki muszą być traktowane bardzo ostrożnie, ale ich potencjał interpretacyjny jest i tak niezaprzeczalny. Wynika to z faktu, że większe znaczenie niż ceny paliw, dóbr inwestycyjnych, kosztów eksploatacyjnych i wskaźników inflacji z lat 2020-2023 ma dla rozpoznania nowej rzeczywistości energetycznej uwzględnienie przełomowości jej transformacji. Czyli skonfrontowanie tripletów paradygmatycznych: wschodzącego i schodzącego na całej trajektorii TEE [A(2024)→B(2050)]. Racjonalnym środowiskiem takiej konfrontacji są heurystyki TEE [A(2019)→B(2050)] wyznaczone dla cen stałych 2019.
- 20.3. O ile przełomowość transformacji TEE w przestrzeni heurystyk bilansowych objawia się gwałtowną redukcją złożoności, mianowicie redukcją tych ostatnich (heurystyk bilansowych) do bilansów energii elektrycznej OZE, to w wypadku heurystyk ekonomicznych sprawa nie jest już tak korzystna. Mianowicie zbiór heurystyk ekonomicznych tworzą trzy podzbiory. Pierwszym są koszty napędowej energii elektrycznej w stanie B, które podlegają porównaniom z kosztami trzech końcowych rynków energii w stanie A i trzech końcowych rynków w stanie B wytworzonych przez politykę energetyczną PEP 2040. Drugim są skumulowane oszacowania ekonomiczne (obejmujące eksploatację i inwestycje) na całej trajektorii elektroprosumeryzacyjnej TEE (A→B). A trzecim jest (tu sygnałnie) propozycja podziału nadwyżki finansowej wytworzonej na tej trajektorii na systemy wsparcia rynkowego trzech segmentów egzergetyzacji – budownictwa, ciepłownictwa i transportu – oraz sprawiedliwej reformy DURE (systemy: wsparcia trzech wymienionych segmentów oraz sprawiedliwej reformy DURE w początkowej części trajektorii transformacyjnej – zwłaszcza w ramach bieżącej i kolejnej perspektywie finansowej – traktuje się w kategoriach poligonu równoważenia mechanizmów podatkowych i systemów wsparcia innowacji na dalszej części trajektorii transformacyjnej, i ogólnie właściwych dla społecznej gospodarki rynkowej).
21. Ramowe (krajowe 2019, 2050) roczne koszty zaspokojenia potrzeb energetycznych. Podstawą do oszacowania kosztów rocznych 2019 zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju jest bilans energii końcowej (na rynkach końcowych: energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) i przeciętne ceny jednostkowe poszczególnych rodzajów energii (uwzględniające podatki i pa-

rapodatki). Tak oszacowane wynoszą one 200 mld PLN (podkreśla się, że w 2022 r. takie koszty – wynoszące 200 mld PLN – powodował sam import paliw kopnych dla potrzeb energetycznych; źródło: Forum Energii).

21.1. Z kolei podstawą do oszacowania bazowych rocznych kosztów 2050 zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju w modelu monizmu elektrycznego OZE jest bilans energii napędowej elektrycznej OZE i amortyzacja źródeł OZE uwzględniająca ich strukturę technologiczną. Racjonalna (antycypowana na obecnym etapie komercjalizacji technologii) polska struktura wytwórcza energii napędowej OZE 2050 ma postać negatywnej (niemożliwej do zablokowania w trybie politycznym) taksonomii technologicznej transformacji TEE OK(PL), tabela 2.6.

21.2. Uwzględniając strukturę źródeł – w postaci taksonomii technologicznej transformacji TEE OK(PL), tabela 2.6 – za pomocą których przeprowadzona zostanie elektroprosumeryzacja Polski i ceny (nakłady jednostkowe) 2019 dla poszczególnych technologii wytwórczych uzyskuje się oszacowanie bazowych kosztów 2050 zaspokojenia potrzeb energetycznych wynoszące 20 mld PLN (w cenach stałych, poziom cen 2019). Dla oszacowania całkowitych kosztów 2050 wykorzystuje się (autorski) współczynnik zwiększający koszty bazowe równy 2; współczynnik uwzględnia wymagany „margines” zdolności wytwórczych źródeł, amortyzację silnie zredukowanej (w modelu monizmu elektrycznego OZE) infrastruktury sieciowej, amortyzację inteligentnej infrastruktury oraz koszty serwisowe i zarządcze całej infrastruktury wytwórczo-dostawczej monizmu elektrycznego OZE. Po zastosowaniu tego współczynnika całkowite koszty 2050 zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju wynoszą 40 mld PLN (poziom cen 2019).

22. **Skumulowane na trajektorii TEE [A(2019)→B(2050)] bazowe krajowe nakłady inwestycyjne.** Skumulowane bazowe nakłady inwestycyjne niezbędne do realizacji modelu monizmu elektrycznego OZE 2050 szacuje się na poziomie 500 mld PLN (poziom cen 2019). Oszacowanie to respektuje następujące uwarunkowania: 1° - zapotrzebowanie na energię napędową brutto wynosi 200 TWh; 2° - struktura wytwórcza źródeł OZE jest taka jak w tabeli 5; 3° - rynkowe jednostkowe nakłady inwestycyjne 2019 dla poszczególnych źródeł (technologii wytwórczych) wynoszą: μ EB – (250, 750) tys. PLN za mikroelektrownię o mocy podstawowej (10, 50) kW, EB – 13 mln PLN za elektrownię o mocy podstawowej 1 MW, EWL – 2,1 mln €/MW, PV – 1 tys. €/kW, EWM (z wyprowadzeniem podmorskim na ląd) – 2,5 mln €/MW.

- 22.1. Dla oszacowania skumulowanych całkowitych nakładów inwestycyjnych niezbędnych do realizacji modelu monizmu elektrycznego OZE 2050 wykorzystuje się (autorski) współczynnik zwiększający nakłady bazowe równy 1,5 (współczynnik uwzględnia wymagany „margines” zdolności wytwórczych źródeł oraz nakłady inwestycyjne na silnoprądową infrastrukturę sieciową i inteligentną systemową infrastrukturę zarządczą). Zatem skumulowane całkowite nakłady inwestycyjne niezbędne do realizacji modelu monizmu elektrycznego OZE 2050 wynoszą 750 mld PLN (poziom cen 2019).
- 22.2. Podkreśla się, że tak oszacowane skumulowane całkowite nakłady inwestycyjne odnoszą się do pierwszej kompletnie zrealizowanej „pętli” inwestycyjnej reelektryfikacji OZE. Jest to oczywiście pętla sprzężona bardzo silnie z autoprosumentyzacją polskiej energetyki 2019 do monizmu elektrycznego OZE 2050. Jednak osi czasowe reelektryfikacji OZE i elektroprosumentyzacji nie są tożsame. W szczególności, pierwsza pętla inwestycyjna reelektryfikacji OZE (realizowanej poza energetyką wodną) rozpoczęła się już w 2005 r. I będzie się kończyć wraz z upływem czasu życia nowych technologii (który wynosi 20-25-30 lat), czyli często przed upływem roku 2050.
- 23. Krajowe oszczędności skumulowane na trajektorii TEE(2019→2050).**
Oszczędności te oblicza się jako sumę różnic rocznych kosztów zaspokajania wszystkich potrzeb energetycznych na dwóch trajektoriach mających wspólny początek 2019. Są to: trajektoria „kontynuacji” wynikająca z polityki PEP2040 oraz trajektoria elektroprosumentyzacji. Początkowe (2019) roczne koszty zaspokojenia wszystkich potrzeb energetycznych, jednakowe dla obydwu trajektorii, wynoszą 200 mld PLN.
- 23.1. W wypadku polityki PEP 2040 jest to zarazem koszt 2050 pokrycia zapotrzebowania na paliwa (węgiel – 40 mln ton, paliwa transportowe – 26 mln ton, gaz ziemny 22 mld m³) powiększony o podatki, opłaty za emisję CO₂ oraz o koszty kapitałowe niezamortyzowanych elektrowni jądrowych (w oszacowaniach uwzględniono, że wszystkie inwestycje wielkoskalowe energetyki WEK – elektroenergetyki, sektora paliw płynnych i gazownictwa – poza elektrowniami jądrowymi będą w horyzoncie 2050 spłacone i amortyzowane).
- 23.2. Uwzględniając początkowe (2019) roczne koszty zaspokojenia wszystkich potrzeb energetycznych na poziomie 200 mld PLN, a końcowe (2050) na poziomie 200 mld PLN w wariantcie polityki PEP 2040 oraz

40 mld PLN w wariancie elektroprosumeryzacji skumulowaną różnicę kosztów w horyzoncie 2050 szacuje się na około 2 bln PLN na korzyść elektroprosumeryzmu (monizmu elektrycznego).

23.3. Jest to oszacowanie „wywoławcze”, mające na celu wywołanie szerszego zainteresowania transformacją TEE 2050 i pobudzenie badań nad taką transformacją. Ma charakter ekspercki. Zostało zrobione głównie w środowisku funkcji wykładniczych, z wykorzystaniem daleko idącej linearyzacji odcinkowej procesów na trajektoriach elektroprosumeryzacyjnych).

24. Rynkowa alokacja nadwyżki skumulowanych oszczędności nad niezbędnymi skumulowanymi nakładami inwestycyjnymi na reelektryfikację OZE. Oszacowania rynkowej alokacji nadwyżki skumulowanych oszczędności (2 bln PLN) nad niezbędnymi skumulowanymi nakładami inwestycyjnymi na reelektryfikację OZE (750 mld PLN) uprawnia hipotezę roboczą, że istnieją bardzo silne podstawy mikro- i makroekonomicznego rynkowego „samofinansowania” się (z pełną ochroną „płynności finansowej”) transformacji obecnej energetyki WEK PK do elektroprosumeryzmu 2050, w tym sfinansowania w niezbędnym zakresie programu sprawiedliwej transformacji.

24.1. Mianowicie, ze środków uwalnianych sukcesywnie w procesie ograniczania zużycia paliw kopalnych i zakupu dóbr inwestycyjnych dla energetyki WEK PK-EJ (jednych i drugich pochodzących w dominującej części z importu), rynkowo najbardziej „płynnych”, można w pełni sfinansować reelektryfikację OZE (kosztującą nie więcej niż 750 mld PLN).

24.2. Dalej można sfinansować wsparcie egzergetyzacji zasobów budowlanych (obejmujących obecnie 6 mln domów jednorodzinnych oraz 6 mln mieszkań w 450 tys. budynków wielorodzinnych) kosztujące nie więcej niż 500 mld PLN (20% wartości zasobów mieszkaniowych Polaków wyceńnianych przez rynek na około 2,5 bln PLN, poziom cen 2019).

24.3. Można sfinansować wsparcie elektrociepłownictwa (inaczej wsparcie elektryfikacji ciepłownictwa), kosztujące nie więcej niż 350 mld PLN (potrzebnych na inwestycje w elektrociepłownictwo bazujące na pompach ciepła i kotłach indukcyjnych).

24.4. Można sfinansować wsparcie elektryfikacji transportu (kosztujące nie więcej niż 200 mld PLN, potrzebnych do pobudzenia transformacji 20-milionowego rynku samochodów poprzez jednostkowe wsparcie zakupu wynoszące 10 tys. PLN dla pierwszych 5 milionów samochodów elektrycznych).

- 24.5. Zatem na program sprawiedliwej transformacji całej energetyki paliw kopalnych WEK „pozostaje” 200 mld PLN. Jest to „niewiele” w świetle dotychczasowych kosztów restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego (znacznie przecież „mniejszego” od całej energetyki paliw kopalnych); wycenianych (przez WiseEuropa) na około 200 mld PLN na wsparcie (bezpośrednie i pośrednie) tylko w okresie 1990-2016.
- 24.6. Ta dysproporcja daje się jednak racjonalizować. Filarem takiej racjonalizacji są następujące trzy uwagi. Po pierwsze: restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego nie stworzyła żadnego koła zamachowego gospodarki, przede wszystkim nie pobudziła rynku pracy i nie ograniczyła importu (paliw i dóbr inwestycyjnych), a wielkie wsparcie górnictwa wynikało z jego wielkiej historycznej siły politycznej (i zostało bezkrytycznie przeniesione do współczesnej rzeczywistości). Po drugie: transformacja energetyki paliw kopalnych do elektroprosumeryzmu jest natomiast kołem zamachowym gospodarki, pobudza rynek pracy i ogranicza do zera import paliw, a także ogranicza w zasadniczym stopniu import dóbr inwestycyjnych dla energetyki, mający bardzo istotne znaczenie w imporcie dóbr inwestycyjnych dla całej gospodarki. Po trzecie zatem: transformacja energetyki tworząca bardzo silne środowisko prorozwojowe, i wytwarzająca nadwyżkę bilansową, umożliwi w naturalny sposób redukcję kosztów programu sprawiedliwej transformacji.
25. **Krótkie skonfrontowanie tripletów paradygmatycznych – wschodzącego i schodzącego – na całej trajektorii TEE(2024→2050) w świetle uwarunkowań wytworzonych w latach 2020-2023.** Gdyby mimo zastrzeżeń dokonanych w p. 24 poświęconym warunkom obliczeniowym do oszacowań krajowych heurystyk ekonomicznych dokonać „formalnego”, głównie inflacyjnego, przeskalowania tych heurystyk, to otrzymuje się oszacowania takie jak w pp. 25.1, które są oszacowaniami w cenach stałych, dla orientacyjnego ich poziomu charakterystycznego w połowie 2023 r.
- 25.1. Dla takich uwarunkowań całkowita rynkowa nadwyżka finansowa krajowej transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu w horyzoncie 2050 wynosi 2,5 bln PLN. Potrzebne rynkowe nakłady inwestycyjne na reelektryfikację OZE wynoszą 950 mld PLN. Rynkowe nadwyżki finansowe możliwe do wykorzystania (w postaci ulg podatkowych) na rzecz pobudzenia inwestycji rynkowych wynoszą: egzergetyzacja (pasywizacja) budownictwa – 600 mld PLN, elektryfikacja ciepłownictwa – 450 mld PLN, elektryfikacja transportu – 250 mld PLN. Finansowanie „sprawiedliwej” transformacji energetycznej – 250 mld PLN.

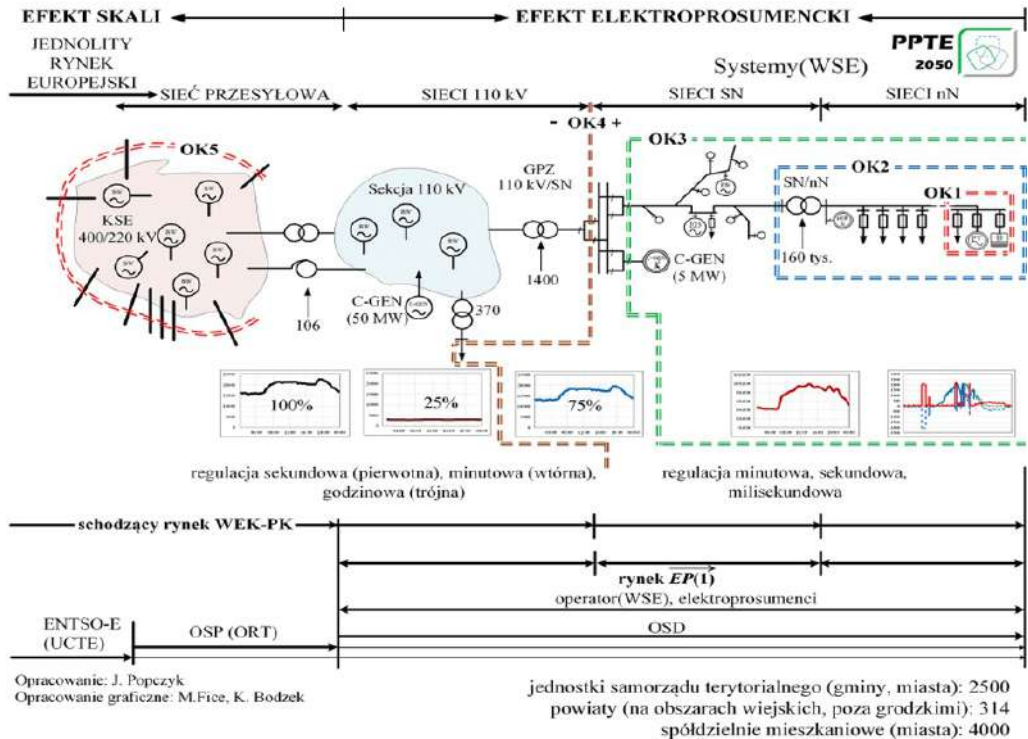
25.2. Tak przeskalowane oszacowania – czyli inflacyjnie – wskazują, że transformacja TEE po okresie 2020-2023 ma korzystniejsze warunki (perspektywy) niż przed tym okresem. Jednak ta poprawa jest niczym w porównaniu z radykalną zmianą warunków transformacyjnych, którą pociąga za sobą wejście na ścieżkę konfrontacji tripletów paradygmatycznych (wschodzącego i schodzącego). Bo dopiero to wejście, blokujące akceptację energetyki jądrowej do taksonomii technologicznej – ale także do taksonomii ustrojowej – transformacji energetycznej odkrywa jej (transformacji TEE) przewagę, gdyż jest to transformacja do elektroprosumeryzmu, a nie transformacja polegająca wprawdzie na wygaszeniu paliw kopalnych (węgla, ropy, gazu) i zbudowaniu dominującej politycznej: energetyki jądrowej (stanowiącej część przemysłu jądrowego) i wielkoskalowej energetyki OZE (oligarchiczno-korporacyjnej).

Problem 5: Elektroprosumeryzacyjne sieciowe rynki energii elektrycznej i bezsieciowe rynki usług oraz urządzeń

[klucz do upodmiotowienia endogennego elektroprosumeryzmu, wygaszenia egzogenicznej historycznej energetyki i zracjonalizowania korporacyjnej reelektryfikacji OZE]

26. Elektroprosumeryzacyjne sieciowe i bezsieciowe rynki energii elektrycznej 1. W polskiej perspektywie (czyli między innymi w perspektywie KSE) są to rynki współtworzące rynek reelektryfikacji OZE, czyli piąty dziedziczny rynek elektroprosumeryzmu. Rynkami współtworzącymi są: trzy rynki sieciowe i dwa rynki bezsieciowe.

26.1. Kluczowe dla pobudzenia elektroprosumeryzacji są dwa wschodzące rynki sieciowe: dominujący 1 oraz dopełniający 2 - działające na infrastrukturze KSE, rysunek 2.1. Rynek wschodzący 1 funkcjonuje na infrastrukturze sieciowej, którą tworzą sieci dystrybucyjne nN, SN i 110 kV będące w stanie początkowym w posiadaniu operatorów OSD. Rynek wschodzący 2 funkcjonuje na infrastrukturze sieci przesyłowych NN (400/220 kV), będącej w posiadaniu operatora OSP. Konkurencja na osłonie kontrolnej $OK (K)$ – w zależności od kontekstu oznaczanej też $OK (ZWZ-KSE)$ – między rynkami wschodzącymi (1 oraz 2) i rynkiem schodzącym jest głównym (dynamicznym) mechanizmem wygaszania energetyki WEK-PK na każdej elektroprosumenckiej trajektorii TEE ($A \rightarrow B$); w Polsce w osłonie $OK (PL)$.



Rys. 2.1. Strukturyzacja sieci dystrybucyjnych za pomocą infrastrukturalnych „napięciowych” osłon kontrolnych $OK(j)$, $j = 1, 2, 3, 4$

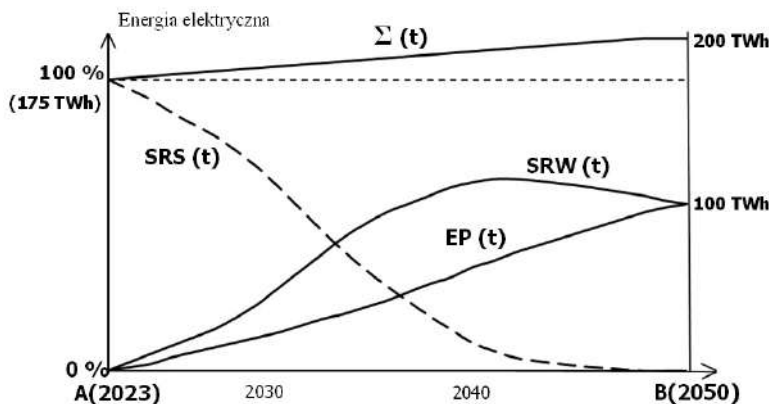
26.2. Zatem pierwszym wielkim wymiarem złożoności rynku wschodzącego 1 – absolutnie dominującego w pespektywie użytkowników energii elektrycznej – jest jego złożoność czasowa. Rozciąga się ona od granic bytu, którym jest sieciowy rynek czasu rzeczywistego (RCR) aż po całkowitą systemową autonomizację względem KSE (która jakościowo przekracza bardzo silnie prawo dostępu do lokalnej sieci elektroenergetycznej, czyli jest czymś innym niż prawo TPA. Złożoność przestrzenna jest drugim wymiarem złożoności rynku wschodzącego 1. Oswojenie szoku tej złożoności jest niewspółmiernie prostsze niż jego (ryнку wschodzącego 1) szoku złożoności czasowej.

26.3. Bezsieciowe rynki elektroprosumenckie są złożonością obejmującą rynki dedykowane na wszystkie sześć dziedzinowych rynków elektroprosumeryzmu, w tym na rynek pasywizacji budownictwa, o najwyższym (zgodnie z paradygmatem egzergetycznym) priorytecie. Złożoność tę tworzą

dwa rynki bezsieciowe (1 oraz 2). Pierwszy z nich jest rynkiem fabrycznych urządzeń, technologii, materiałów, produktów i innych rozwiązań. Drugi jest dwusegmentowym rynkiem usług, mianowicie: usług „standardowych” dla całej gospodarki (projektowych, instalatorskich, serwisowych, innych), a ponadto usług „specjalistycznych”, w szczególności dedykowanych elektroprosumentom, umożliwiających im wykorzystanie różnorodności (złożoności) modeli biznesowych: spółdzielczych, klastrowych, deweloperskich, franczyzowych, outsourcingowych, ESCO, innych.

26.4. Syntezę trzech elektroprosumeryzacyjnych sieciowych rynków energii elektrycznej i dwóch bezsieciowych rynków elektroprosumenckich w osłonie krajowej OK(PL) na czterech kanonicznych trajektoriach TEE ($A \rightarrow B$) przedstawia rysunek 2.1. Jest to synteza stanowiąca przykład efektywności redukcjonizmu złożoności, którą jest rynkowa doktryna TEE. Przykład ten obrazuje jednocześnie siłę wewnętrznej logiki doktryny TEE, zdolną przeciwstawić się, chociaż nie natychmiast, błędowi poznawczym polskiej polityki PEP2040 (ale także błędowi poznawczym transformacji energetycznych realizowanych na świecie w trybie celów politycznych, w szczególności błędowi poznawczym taksonomii zrównoważonych inwestycji, która w UE zaczyna się osuwać w strefę politycznego ustrojowego porządku – to znaczy nieporządku – korporacyjno-oligarchicznego).

27. **Elektroprosumeryzacyjne sieciowe i bezsieciowe rynki energii elektrycznej 2.** W wypadku Polski rysunek 2.2 obnaża przede wszystkim bezsens działań realizowanych za pomocą specustaw umożliwiających dostęp do finansowania, poza społeczną kontrolą, celów rządowych skrywanych pod nazwą polityki energetycznej. Specustaw, które w 2023 r. dedykowane były gigantycznym inwestycjom w energetykę jądrową, sieci elektroenergetyczne oraz elektrownie szczytowo-pompowe, które oznaczają marsz w kierunku politycznego ustrojowego porządku korporacyjno-oligarchicznego. Bo nieważne, że inwestycje nie zostaną zrealizowane. Ważne, że w pierwszej fazie realizacyjnej (miękkiej, przygotowawczej) umożliwią finansowanie dalszej, szybko postępującej „inflacji” (wszystkich) upadłych elit, za którą postępować będzie nieuchronna niestety demoralizacja całego społeczeństwa. Gotowego na ucieczkę od wolności za obietnicę iluzorycznego bezpieczeństwa energetycznego, ale także społecznego. Obietnicę ze strony wykluczonych moralnie i społecznie polityków, korporacji, oligarchów.



Rys. 2.2. Trajektoria bilansu TEE (A→B) w osłonie krajowej *OK(PL)*: $\Sigma = \text{SRS} + \text{SRW} + \text{EP}$; Trajektorie: $\Sigma(t)$ – krajowa produkcja brutto, $\text{SRS}(t)$ – produkcja brutto na rynku schodzącym, $\text{EP}(t)$ – produkcja elektroprosumencka brutto (OZE) bilansująca się w elektroprosumenckich osłonach kontrolnych (produkcji pozarynkowej, na potrzeby własne), $\text{SRW}(t)$ – produkcja brutto (OZE) na dwóch wschodzących rynkach sieciowych korzystających z infrastruktury sieciowej operatorów OSD (rynek 1) oraz operatora OSP (rynek 2)

27.1. Spośród wielu krytycznych, potencjalnie bardzo pożytecznych analiz odnoszących się do rysunku 2.2 sygnalizuje się tu jedną. Tę, którą się uznaje za najbardziej obiecującą pod względem potencjału objaśniającego istotę wewnętrznej logiki doktryny TEE w jej wszystkich trzech wymiarach: społeczno-politycznym, gospodarczo-technologicznym i przyrodniczo-klimatycznym. W tym kontekście trajektoria $\text{SRS}(t)$ jest trajektorią wygaszania paliw kopalnych na sieciowym rynku schodzącym energii elektrycznej i trajektorią stosownego do tego (rynku) budowania neutralności klimatycznej, a jednocześnie trajektorią wygaszania politycznego ustrojowego porządku korporacyjno-oligarchicznego historycznej elektroenergetyki.

27.2. Z kolei na trajektorii $\text{SRW}(t)$, najważniejszej w początkowej fazie transformacji energetycznej, rodzą się wszystkie nowe elektrotechnologie (nowe elektrotechnologie wytwórcze OZE, ale także nowe elektrotechnologie umożliwiające pokrywanie za ich pomocą każdego niezelektryfikowanego jeszcze zapotrzebowania na pracę użyteczną); na tej trajektorii (na jej początkowej części) rodzi się także cyfrowa infrastruktura

wschodzących wirtualnych rynków energii elektrycznej; wreszcie rodzą się pretendenci do tych właśnie rynków, pretendenci wzmacniający całą społeczną klasę średnią – w kontekście transformacji energetycznej są to pretendenci zastępujący ustrojowy polityczny porządek korporacyjno-oligarchiczny historycznej elektroenergetyki.

- 27.3. Trajektoria $EP(t)$, zredukowana na rysunku 2.2 do bezsieciowych rynków elektroprosumenckich, obejmuje również redukcję złożoności rynkowej wszystkich sześciu dziedzinowych rynków elektroprosumeryzmu. Zatem to na tej właśnie trajektorii rodzi się w gruncie rzeczy fundament elektroprosumeryzmu – nowej elektryfikacji świata. Rodzi się sam elektroprosumeryzm, stanowiący potencjalnie znak rozpoznawczy XXI w. Jeszcze inaczej – rodzi się społeczeństwo elektroprosumenckie, przychodzące po przemysłowym i cyfrowym.
- 27.4. Czwarta trajektoria $\Sigma(t)$ zasługuje, w kontekście wewnętrznej logiki doktryny TETIPE, na osobne omówienie w dwóch aspektach metodologicznych. Pierwszym z nich, zasygnalizowanym w podpisie rysunku 2.2, jest bilans

$$\Sigma(t) = SRS(t) + SRW(t) + EP(t), \quad (2.3)$$

gdzie: $\Sigma(t)$ - jest trajekcją będącą dla każdego t (prostą) algebraiczną sumą trzech składników, mianowicie: $SRS(t)$, $SRW(t)$ i $EP(t)$.

Każda z trajektorii $SRS(t)$, $SRW(t)$ i $EP(t)$ jest produktem powstałym w procesie bezpośredniej (jawnej) redukcji złożoności rynkowych, którymi są elektroprosumeryzacyjne sieciowe rynki energii elektrycznej oraz bezsieciowe rynki elektroprosumenckie, a ponadto w procesie redukcji niejawnej, zwłaszcza przez dziedzinowy rynek egzergetyzacji budownictwa.

- 27.5. Drugim aspektem, ciekawszym z punktu widzenia fundamentów doktryny TEE, czyli tripletu paradygmatycznego monizmu elektrycznego, są więzy nałożone na trajekcję $\Sigma(t)$ w stanie końcowym $t(B)$. Otóż energia elektryczna w tym stanie (czyli elektroprosumeryzmu) jest równa tej, która zapewnia zapotrzebowanie na pracę użyteczną w stanie początkowym A skorygowaną liczbą ludności, co wynika ze skalowania ludnościowego elektroprosumeryzmu. Podkreśla się przy tym, że na rysunku 2.2 praca użyteczna – jako złożoność kształtowana przez dziedzinowe rynki elektroprosumeryzmu – jest niewidoczna; gdyby jednak unormować ją za pomocą skalowania ludnościowego, to byłaby ona

w wypadku Polski równa *constans*, czyli jednakowa na całej trajektorii TEE ($A \rightarrow B$), równa wartości w stanie końcowym (B).

- 27.6. Tu dochodzi się do dwóch kluczowych konkluzji dotyczących doktryny TEE ($A \rightarrow B$), z których pierwsza jest osadzona w perspektywie polskiej, druga w geopolitycznej. W perspektywie polskiej doktryna jest wyskalowana w sposób zapewniający ochronę współczesnego (2023) polskiego „dobrobytu” energetycznego i znaczny wzrost ogólnego dobrostanu życia, w tym radykalne obniżenie ryzyka katastrofy klimatycznej. Wyskalowanie doktryny TEE ($A \rightarrow B$) na poziomie polskim (charakterystycznym dla stanu końcowego B) przeniesione w przestrzeń globalną oznacza redukcję pracy użytecznej (dobrobytu energetycznego) mieszkańca OECD do poziomu polskiego, i wzrost (w tendencji) do tego samego poziomu w wypadku mieszkańców reszty świata.
- 27.7. O ile na części wspólnej osłon $OK(SRW)$ i osłony $OK(SRS)$ mają szanse realizować się mechanizmy przełomowej konkurencji rynkowej między rynkami SRW (1 i 2) oraz rynkiem SRS, to na osłonach podmiotowych $OK(i)$ mają szanse realizować się procesy prowadzące do nowego politycznego ładu ustrojowego, mianowicie do społecznej gospodarki rynkowej. Podatność autonomizacyjna osłon kontrolnych $OK(\dots)$ względem osłony kontrolnej $OK(SRS)$, czyli również względem KSE, jest kluczowym uwarunkowaniem odpowiedzi na pytanie czy transformacja TEE stanie się w Polsce faktem, czy pozostanie tylko dobrą koncepcją, jednak niewykorzystaną.
- 27.8. Na tym froncie – autonomizacji osłon kontrolnych – wiodącymi będą, na przemian (ale w innej kolejności na poziomie mikroekonomicznym i na poziomie makroekonomicznym), trzy siły. Będą to elektroprosumenci w osłonach $OK(EP)$. Dalej, będą to innowatorzy z sektora MMSP, zdolni „wejść” w rolę pretendentów do wirtualnych rynków energii elektrycznej w osłonach $OK(WSE)$. Szczególną rolę wśród tych innowatorów odegrają ci, którzy będą zdolni wejść w rolę operatorów systemów WSE, przejąć zwłaszcza rolę operatorów rynków technicznych na rynkach SRW 1 (użyta w tym miejscu liczba mnoga oznacza rzeczywistą wschodzącą mikroekonomiczną złożoność rynkową, która na poziomie makroekonomicznym jest zredukowana do rynku SRW 1, w liczbie pojedynczej). Trzecią siłą będą samorządy w osłonach $OK(JST)$. Jest zrozumiałe, że te trzy siły są filarami społecznej gospodarki rynkowej. Zatem w nich trzeba szukać nie tylko rozwiązań potrzebnych wąsko rozumianej transformacji energetycznej, ale także podstaw równowagi między wszystkimi trzema wymiarami transformacji energetycz-

nej: społeczno-politycznym, technologiczno-ekonomicznym oraz środowiskowo-klimatycznym.

28. Konkurencja dwóch tripletów paradygmatycznych – wschodzącego i schodzącego – pierwsza z fundamentalnych sił napędowych elektroprosumeryzacji. Nie ma takiego czasu, który można by w energetyce uznać za jedynie właściwy do nazwania go przełomowym. Tak jak nigdy nie ma czasu, który można by bezkarnie tracić. W świetle tych dwóch dylematów (zwłaszcza tych dwóch) pisanie Białej Księgi TEE zawierające propozycje sformułowane w końcu 2023 r. dotyczące transformacji polskiej energetyki w horyzoncie 2050 do monizmu elektrycznego OZE jest chodzeniem po linie zawieszanej nad przepaścią.

28.1. Problem polega jednak na tym, że na drugi brzeg przepłynąć się trzeba. I tam się zacząć urządzać, a nie na brzegu węglowo-atomowym (schodzące NABE i wschodzący Jądrowy Czempion PGE) oraz węglowodorowy – naftowo-gazowy – absolutny monopolista ORLEN). Czyli w czarnej dziurze, albo inaczej w silosowej (korporacyjno-politycznej) pułapce. Musi się pojawić ten, który zaryzykuje, podejmie wysiłek przeprawy. Po to, aby inni dostrzegli, uwierzyli, i aby było im łatwiej przedostać się na drugi brzeg.

28.2. Taksonomia negatywna technologii elektroprosumeryzacyjnych koncepcji TEE (tab. 2.5) jest na drugim brzegu najpilniejszą potrzebą. Taksonomia ta potrzebna jest po to, aby uruchomić proces redukcji błędów poznawczych, utrwalanych przez sojusz polityczno-korporacyjny. Na początek ważne jest uruchomienie – w trybie eliminowania jednego z najbardziej zaskakujących błędów poznawczych – procesu redukcji liczby odbiorców na rynku schodzącym energii elektrycznej WEK z prawie 18 mln do około 7 mln (liczba przyłączy do sieci operatorów OSD, w dominującym stopniu do sieci nN, i w dużym stopniu do sieci SN). Ten etap należy w ujęciu podmiotowym do zagospodarowania, w dominującej części, do spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych oraz osiedli deweloperskich. W ujęciu przedmiotowym jest to w dominującej części segment budownictwa wielorodzinnego. Wreszcie w ujęciu badawczym (modelowanie procesów rynkowych) jest to modelowanie fizycznych (węzłowych) osłon kontrolnych w KSE (OK1, OK2), definiujących pozasiłowe systemy WME (wirtualne mikro- i minisystemy elektryczne).

28.3. W drugim etapie, na którym błędy poznawcze mają już mniejsze znaczenie (ale i tak potrzebna jest głęboka przebudowa świadomości spo-

leczeństwa) jest bardzo wiele ważnych powodów, aby w Polsce niezwłocznie zacząć realizować proces szokowej redukcji liczby odbiorców na rynku schodzącym energii elektrycznej WEK, w tendencji do 260 tys. Ta liczba, to liczba węzłowych osłon kontrolnych równa liczbie transformatorów SN/nN w KSE. Chodzi oczywiście, w tym wypadku, o inny tryb redukcji liczby odbiorców („klientów”) na rynku schodzącym WEK na rzecz rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej. Mianowicie, o redukcję liczby odbiorców w trybie restrukturyzacji operatorskiego biznesu sieciowego, właściwego dla operatorów OSD. Czyli w trybie zbycia przez operatorów OSD sieci nN pretendentom (klastrom energii, spółdzielniom energetycznym, spółdzielniom i wspólnotom mieszkaniowym, samorządom, niezależnym inwestorom (możliwe są przy tym, i pożądane, zróżnicowane formy zbycia), z przejściowym wykorzystaniem zasady ZWZ-KSE.

- 28.4. Jest to tryb jawnie (mniej lub bardziej) obecny w unijnym porządku prawnym charakterystycznym dla ram 2030 w części dotyczącej rynku energii elektrycznej (handel sąsiedzki i podobne rozwiązania). Nie ma powodów, aby w tendencji sieci nN, niestwarzające dla bezpieczeństwa otoczenia (w szczególności dla ludzi) zagrożeń większych niż instalacje prosumenckie w segmencie ludnościowym, były (pozostawały) domeną korporacyjnych operatorów OSD, zwłaszcza że coraz bardziej przestają być ich interesem, a coraz większe zainteresowanie wykazują nimi pretendenci. To oznacza, że sieci te staną się szybko (w szczególności poprzez daleko posunięte łagodzenie wymagań koncesyjnych) przedmiotem głębokiej liberalizacji w zakresie użytkowania, i w zakresie stosunków własnościowych.
- 28.5. Podkreśla się, że w Polsce restrukturyzacja biznesu sieciowego operatorów OSD jest zasadniczym czynnikiem powodzenia potrzebnej ustrojowej reformy rynku energii elektrycznej, i w ślad za tym całej transformacji energetyki do monizmu elektrycznego OZE. Przy tym, o ile udostępnienie sieci nN pretendentom jest warunkiem rozwoju rynku wschodzącego 1, o tyle przekazanie władztwa w zakresie planowania rozwoju sieci 110 kV do operatora OSP w korytarzu infrastrukturalno-urbanistycznym północ-południe jest warunkiem racjonalnego rozwoju rynku wschodzącego 2. Na obszarach wiejskich natomiast sieć ta powinna pozostać w gestii operatorów OSD, ale musi być bezwzględnie wydzielona jako odrębny biznes (oddzielona od sieci SN, i nN), i w ten sposób poddana efektywnej restrukturyzacji (za pomocą rynku konkurencyjnego na osłonie OK4).

- 28.6. Radykalne zmiany biznesu sieciowego w obrębie sieci nN-SN, jako podstawa ustrojowej reformy rynku energii elektrycznej, w części dotyczącej rynku wschodzącego 1 jest interesem (w kategorii ostatniej szansy) dla elektroenergetyki korporacyjnej WEK (dlatego, bo jest najbardziej racjonalnym sposobem pokonania jej zapaści finansowej). Jest też w interesie państwa (kraju), bo jest właściwym na obecny czas sposobem ochrony bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i jednocześnie wsparcia rozwoju klasy średniej, bez której nowoczesne państwo nie może istnieć.
- 28.7. Dobra trajektoria rozwojowa rynku wschodzącego 1 nie pojawi się jednak sama. Projektowanie racjonalnych mechanizmów tego rynku musi się odbywać na żywym organizmie, przy dużym oddolnym zaangażowaniu. W szczególności potrzebny jest powszechny potencjał dyfuzji milionów innowacji małych (to na świecie), aby mogły one przekształcić się w trybie procesu społecznego w innowację przełomową (czyli całkowitą zmianę funkcjonowania rynków energii elektrycznej, ciepła i paliw, wartych na świecie nie mniej niż 5 bln USD; podaje się wartość globalną rynku, bo innowacja przełomowa, o której mowa, ma właściwość globalną).
- 28.8. Innowacji małych, często lokalnych, nie można przy tym redukować do „twardych” innowacji technicznych. Równie ważne będą innowacje „miękkie”. W szczególności innowacyjne sposoby tworzenia regulacji prawnych, takie jak „piaskownice” regulacyjne do testowania nowych rozwiązań prawnych, ukierunkowanych na złożone, partycypacyjne (w kontekście podmiotowym) struktury rynkowe; w praktyce chodzi o testowanie rozwiązań dla wirtualnych systemów elektroenergetycznych (mikro, mini) $W_{\mu}SE$ oraz W_mSE . Jest także jasne, że nie mniej ważne będą (jako innowacje miękkie) innowacyjne modele biznesowe; trudno wyobrazić sobie granice takiej innowacyjności, jeśli postęp technologiczny nie wyhamuje, a prawo będzie mówiło o tym, czego nie wolno robić, a nie co wolno, tak jak to jest obecnie. Wykorzystanie na szeroką skalę badań heurystycznych (w naukach społecznych równorzędnych badaniom właściwym dla nauk technicznych) musi wejść na stałe do szeroko rozumianej metody badawczej transformacji energetyki do monizmu elektrycznego OZE, rozumianego w terminach innowacji przełomowej.
29. **Terminal STD.** Przejęcie 10 mln odbiorców przez rynek wschodzący 1 musi się odbyć w środowisku zasady ZWZ-KSE, której istotą jest dekompozycja

bezpieczeństwa energetycznego na dwie składowe: bezpieczeństwo techniczne sieci z odpowiedzialnością po stronie operatorów sieciowych oraz bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej (do tych, którzy jej potrzebują) po stronie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Zatem zasadę ZWZ-KSE należy traktować jako tę, która wytworzy potencjalny rynek na 7 mln terminali dostępowych STD, rynek możliwy w dużym stopniu do przejęcia przez polski sektor MMSP.

29.1. W takim świetle terminal STD staje się jądrem ustrojowej reformy rynku energii elektrycznej i całej transformacji energetyki do monizmu elektrycznego OZE. Mianowicie, terminal STD finansowany przez pretendenta (prosumenta, klaster energii, spółdzielnię energetyczną, spółdzielnię mieszkaniową, . . .) stanie się głównym narzędziem alokacji inwestycji na rynku energii elektrycznej między rynek wschodzący 1 oraz wytwórców i operatorów (całkowicie niezależnych biznesowo, po przecięciu wszystkich kanałów redystrubucyjnych) na rynku WEK.

29.2. Terminal STD zracjonalizuje np. wymagalność dostępu do platformy OIRE (platforma ta w praktyce będzie musiała obsłużyć, w tendencji, 8 mln terminali, a nie 18 mln odbiorców). Terminal STD odblokuje także innowacyjność. Analiza potencjału terminala STD wskazuje na potrzebę odwrócenia wielu preferencji w polityce energetycznej, w stanowieniu prawa dla potrzeb transformacji energetyki. Kluczową rekomendacją w tym zakresie należy obecnie sformułować następująco: terminal STD jest główną innowacją, która zasługuje (przejściowo) na wsparcie. Inne wsparcia powinny być bardzo szybko eliminowane.

Problem 6: Polski punkt startu do TEE

[najgorszą rzeczą jaką możemy obecnie zrobić, to głosić " Polacy nic się nie stało"; niestety stało się, stopień centralizacji energetyki przekroczył standardy rodzimego socjalizmu, a w wypadku standardów moralnych ocena musi być jeszcze znacznie surowsza]

30. Zasada ZWZ-KSE: restrukturyzacja sieci przesyłowych KSE za pomocą wschodzących elektroprosumeryzacyjnych sieciowych rynków energii elektrycznej. Tak jak w PURE punktem wyjścia do urynkowania była zasada TPA, tak w doktrynie TEE jest to zasada ZWZ-KSE.

30.1. I tak jak w 1990 r. trzeba było (w ramach przełomowych zmian ustrojowych) utworzyć Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE) – pierwszą

w polskiej elektroenergetyce po zmianach ustrojowych w 1989 r. (i w całej polskiej energetyce) spółkę prawa handlowego (funkcjonującą według Kodeksu handlowego z 1934 r.), powołaną już we wrześniu 1990 r., odpowiedzialną za wykreowanie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej za pomocą TPA – tak obecnie trzeba w trybie przełomowym zrestrukturyzować PSE w sposób umożliwiający sukcesywne wygaszanie istniejącego rynku końcowego energii elektrycznej, jednego z trzech należących na mocy państwowych koncesji (URE) do energetyki WEK-PK-EJ. Po to, aby możliwe było w to miejsce sukcesywne wytwarzanie (poprzez wykorzystanie zasady ZWZ-KSE) dwóch sieciowych rynków wschodzących energii elektrycznej – rynków 1 i 2 – zastępujących na trajektoriach TETIPE (A→B) wszystkie trzy schodzące rynki końcowe (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych).

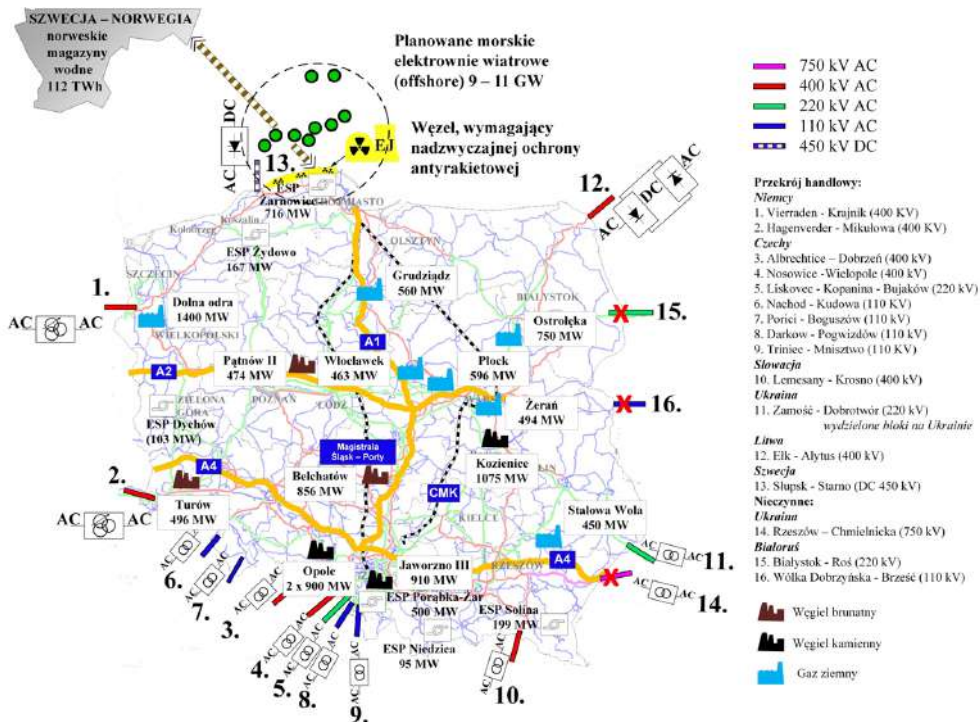
- 30.2. Siłą sprawczą umożliwiającą pobudzenie procesu sukcesywnego „wytwarzania” (rozwoju) rynków wschodzących, przede wszystkim rynku wschodzącego 1 (rynków wschodzących 1) jest przełomowa restrukturyzacja PSE. I znowu, tak jak w PURE zadaniem PSE było stworzenie podstaw koncepcyjnych rynku technicznego KSE warunkującego wdrożenie zasady TPA (między innymi poprzez stworzenie poolu i wykorzystanie kontraktów różnicowych), tak w doktrynie TEE celem jest wyłączenie ze struktury PSE rynku technicznego KSE i włączenie do niezależnego operatora utworzonego poprzez wydzielenie KDM (Krajowa Dyspozycja Mocy). Wydzielenie to ma głębokie podstawy fundamentalne w świetle różnicy zasad TPA i ZWZ-KSE. Podkreśla się przy tym: różnicy istoty zasad, a nie formalnej różnicy ich nazw (problem semantyczny nie ma tu znaczenia).
- 30.3. Mianowicie, zasada TPA oznaczała (i oznacza) dostęp nie tylko do sieci, ale także (automatycznie) dostęp do rynku technicznego KSE. Faktyczne zablokowanie w zasadzie TPA dostępu do sieci i do monopolistycznego rynku technicznego, potencjalnie niezwykle istotne pod względem inżynierskim, nie powodowało w ramach PURE żadnych praktycznych konsekwencji, bo technologie sieciowe, wytwórcze i cyfrowe nie umożliwiały wówczas rozdzielania tych dostępu. Czyli fakt, że semantycznie zablokowanie było niewłaściwe nie miał praktycznego znaczenia.
31. **Transformacja energetyczna JST, wielkiego przemysłu oraz krytycznej infrastruktury transportowej.** Strukturyzacja elektroprosumeryzacyjnych sieciowych rynków energii elektrycznej jest fundamentem transformacji TEE. Strukturyzacji takiej – obrazującej siłę elektroprosumeryza-

cyjnych sieciowych rynków energii elektrycznej – nadaje w Polsce w 2023 r. wyjątkowe znaczenie to, co rozgrywa się wokół energetyki jądrowej.

Tab. 2.6. Trajektoria neutralności klimatycznej – wygaszania energetyki WEK PK – w osłonach elektroprosumenckich JST, wielkiego przemysłu oraz krytycznej infrastruktury transportowej

Segment (elektroprosumencki)	Napięcie autonomiczacji (względem KSE)	Udział w ogólnej liczbie ludności	Udział w rynku energii elektrycznej w stanie B	Podstawowe technologie	Horyzont neutralności klimatycznej
Sołectwo (do 1000 mieszkańców), 40 tys. sołectw	nN	22%	10%	PV, μEW, μEB,	2035
Gmina wiejska (1500) i miejsko-wiejska (650)	nN-SN	28%	16%	PV, μEW, EWL, μEB, EB	2040
Miasto do 50 tys. mieszkańców (1700)	nN-SN	12%	9%	PV, μEW, EWL, μEB, EB	2040
Miasto od 50 do 500 tys. mieszkańców (70)	nN-SN-110 kV	18%	16%	PV, μEW, EWL, μEB, EB	2045
Aglomeracje powyżej 500 tys. mieszkańców (8)	nN-SN-110 kV -NN	20%	25%	PV, μEW, EWL, μEB, EB, GOZ, offshore, europejski jednolity rynek energii elektrycznej (JREE)	2050
Elektroprosument w segmencie wielkiego przemysłu	110kV-NN -(AC-DC-AC)	(-)	10%	PV, μEW, EWL, μEB, EB, GOZ, offshore, europejski jednolity rynek energii elektrycznej (JREE)	2050
Elektroprosument w segmencie krytycznej infrastruktury transportowej	SN-110kV-NN -(AC-DC-AC)	(-)	15%	PV, μEW, EWL, μEB, EB, GOZ, offshore, europejski jednolity rynek energii elektrycznej (JREE)	2050

31.1. A jest to zgodne osuwanie się w czarną dziurę rządu, parlamentu i społeczeństwa. Pokazują to dwie specustawy, mianowicie; specustawa o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz specustawa dla elektrowni szczytowo-pompowych, potrzebnych elektrowniom jądrowym. I pokazuje to kondycja społeczeństwa, które w sondażu zadeklarowało w tym samym czasie poparcie dla energetyki jądrowej na poziomie 75%, a nawet wyższym.



Rys. 2.3. Polskie strukturalne niedostosowanie energetyczne w świetle koncepcji/doktryny TEE (przestrzeń poszukiwań obejmująca rynek schodzący elektroenergetyki WEK)

31.2. I jest to możliwe szybciej – na poziomie nieporównanie niższych nakładów inwestycyjnych i niższych cen energii elektrycznej – niż w wypadku energetyki jądrowej, w dodatku bez ryzyka naruszenia kryteriów odporności elektroprosumenckiej. W szczególności w wypadku sołectw osiągnięcie tych celów jest możliwe przed uruchomieniem pierwszego bloku jądrowego (z produkcją rzędu 8% krajowego zapotrzebowania, czyli nieco nawet niższą niż zapotrzebowanie sołectw). W wypadku gmin i miast (do 50 tys. mieszkańców) autonomizacja względem KSE jest możliwa wcześniej niż całościowa realizacja programu jądrowego. Obrazuje to (jak w soczewce) aktualną społeczną kondycję Polski, niestety mało optymistyczną. Ale też pokazuje wielką wagę potrzebnego wysiłku na rzecz redukcji opóźnienia poznawczego doktryny TEE.

32. **Polskie strukturalne niedostosowanie energetyczne w obszarach: infrastruktury materialnej, instytucji oraz prawa.** W doktrynie TEE, co mocno się tu podkreśla, wygaszanie rynku schodzącego energii elektrycznej dokonuje się w bardzo istotnej części na trajektoriach elektroprosumeryzacyjnych osłon kontrolnych w trybie ich docelowej autonomizacji względem KSE. Dlatego likwidacja błędu semantycznego jest absolutnie konieczna. W szczególności dlatego, że przejście do nazwy Zasada Współużytkowania Zasobów KSE oznacza rozpoczęcie procesu głębokiej decentralizacji istniejącego rynku technicznego.
- 32.1. Najważniejszymi zagadnieniami praktycznymi, które wymagają pilnie rozstrzygnięcia w perspektywie kształtowania rynków technicznych (ściśle operatorskich) na trajektorii od obecnego (praktycznie całkowicie monopolistycznego) rynku technicznego KSE do rynków technicznych elektroprosumeryzacyjnych sieciowych rynków energii elektrycznej są trzy. Pierwszym jest eksport/import na istniejących połączeniach transgranicznych, bardzo zróżnicowanych w kontekście zaawansowania technologicznego ich infrastruktury technicznej, czyli w kontekście ich zdolności do realizacji funkcji rynków technicznych na poziomie sieci przesyłowych.
- 32.2. Drugim jest „import” z elektrowni jądrowych (o których poza politycznymi i influencerskimi nonsensami praktycznie nic nie wiadomo). Zwłaszcza w kontekście ich roli w dwóch perspektywach. Mianowicie, chodzi o rolę w potencjalnie nowym ustrojowym energetycznym porządku korporacyjno-oligarchicznym stanowiącym część ustrojowego politycznego (państwowego) porządku oligarchicznego z jednej i o zapotrzebowanie społecznej gospodarki rynkowej Polski w energię z drugiej strony. Czyli tej (społecznej gospodarki rynkowej), którą dzisiejsze skomercjalizowane technologie (wytwórcze, magazynowe, energoelektroniczne, cyfrowe) w 85% pozwalają już zautonomizować względem KSE na poziomie sieci nN, SN i 110 kV. Przy wielokrotnie mniejszych nakładach inwestycyjnych (wielokrotnie mniejszym okresie zwrotu nakładów inwestycyjnych), przy ponad 11-krotnie mniejszej wydajności energetycznej w stosunku do elektroprosumeryzmu, a także przy zwiększonym strukturalnym bezpieczeństwie geopolitycznym, względem tego, którego we współczesnym świecie nie zapewnia ustrojowy polityczny porządek korporacyjno-oligarchiczny, mający swój fundament w paramilitarnej energetyce jądrowej.
- 32.3. Trzecim z zagadnień jest „import” energii elektrycznej z morskich farm

wiatrowych. Import ograniczony tylko do tych osłon na elektroprosumeryzacyjnym sieciowym rynku wschodzącym 2, którego nie da się zautonomizować względem KSE na poziomie napięciowym 110 kV.

33. **Osiłona kontrolna konkurencji między rynkami energii elektrycznej: dwoma wschodzącymi i schodzącym.** Jednak jeszcze ważniejszą sprawą jest rozwiązanie problemów na dynamicznej (topologicznie i czasowo) osłonie kontrolnej konkurencji między rynkiem schodzącym energii elektrycznej i obydwojoma elektroprosumeryzacyjnymi rynkami wschodzącymi (1 i 2).

Tab. 2.7. Obraz (błędnej) strategii rozwojowo-inwestycyjnej KSE na przykładzie źródeł wytwórczych

Lp.	Lokalizacja bloków wytwórczych	Moc, MW	Rok uruchomienia
Bloki na węgiel kamienny			
1.	Łagisza	450	2009
2.	Kozienice	1075	2018
3.	Opole x 2	2 x 900	2019
4.	Jaworzno	910	2022
5.	Razem, węgiel kamienny	4235	(-)
Bloki na węgiel brunatny			
6.	Pątnów	475	2008
7.	Bełchatów	856	2014
8.	Turów	496	2021
9.	Razem, węgiel brunatny	1827	(-)
Bloki gazowe			
10.	Płock	596	2018
11.	Włocławek	463	2017
12.	Stalowa Wola	450	2022
13.	Żerań	500	2022
14.	Dolna Odra	2 x 700	2023
15.	Grudziądz	518	2027
16.	Ostrołęka	750	2025
	Razem, gazowe	4177	(-)

- 33.1. To właśnie to zadanie jest jednym z tych, które w największym stopniu czynią doktrynę TEE przełomową i oznaczającą radykalną decentralizację rynku technicznego (inaczej, oznaczającą rozproszony rynek techniczny). Dlatego, bo czynią ją (doktrynę) siłą pociągającą za sobą bezwzględną konieczność oddzielenia funkcji operatorskich na rynkach technicznych energii elektrycznej od funkcji właścicielskich dotyczących sieci elektroenergetycznych. A osłonę kontrolną konkurencji między

dzy rynkiem schodzącym energii elektrycznej i obydwoma elektroprosumeryzacyjnymi rynkami wschodzącymi czynią gwarancją konkurencji odpowiedzialną za racjonalne kształtowanie trajektorii transformacyjnej TETIPE (A→B) w okresie trzech dekad w osłonie kontrolnej OK (PL). W około 7 mln potencjalnych osłon elektroprosumenckich i kilku tys. potencjalnych osłon elektroprosumeryzacyjnych indywidualne trajektorie transformacyjne praktycznie będą mogły być realizowane przez konkurencyjne rynki w ciągu miesięcy i lat (w horyzoncie 2035) na poziomie napięciowym nN; w ciągu lat, aż do kilkunastu (w horyzoncie 2040) na poziomie SN; w ciągu kilkunastu lat, aż po dwie dekady (w horyzoncie 2045) na poziomie 110 kV; oraz w ciągu dekad (w horyzoncie 2050) na poziomie NN, tabela 2.7.

- 33.2. Dla większej przejrzystości bloki wytwórcze zostały zestawione w tabeli 2.7. W sumie chodzi tu o 14 bloków – węglowych oraz gazowych – uruchomionych w Polsce w ciągu ostatnich 15 lat (tylko 3 uruchomione zostały przed 2017 r.) i dodatkowo chodzi o 4 bloki w budowie. Szacując bardzo ostrożnie reśurs techniczny bloków na 250 tys. godzin i gwałtownie zmniejszające się ich roczne wykorzystanie widać, w jak dramatyczną pułapkę, w postaci ogromnej skali stranded costs, Polska już została wepchnięta.
- 33.3. Nowe bloki wytwórcze uwzględnione w tabeli 2.7 natrafiają już w pejzażu dostosowań rynku schodzącego energii elektrycznej barierę nieodwracalności transformacji TEE. Mianowicie, nie są w stanie funkcjonować w środowisku ekonomicznym schodzącego tripletu paradygmatycznego energetyki WEK PK, czyli nie są w stanie zablokować siły wschodzącego tripletu paradygmatycznego monizmu elektrycznego.
- 33.4. W tej sytuacji dramatycznego charakteru nabiera pytanie o racjonalność decyzji podjętych w październiku/listopadzie 2022 r, dotyczących realizacji wielkiego programu energetyki jądrowej i potem (w łańcuchu skutkowym) decyzji inwestycyjnych dotyczących infrastruktury towarzyszącej podjętych w roku 2023?
- 33.5. Czy można tego programu, w maksymalnym wymiarze (z infrastrukturą towarzyszącą) kosztującego w 2023 roku 400 mld PLN bronić w świetle polskich historycznych doświadczeń polegających na trzykrotnym całkowicie nieracjonalnym angażowaniu się w budowę energetyki jądrowej? I czy można przymykać oko, kiedy w zapale inwestycyjnym – rozdymanym już w 2024 roku – korporacja elektroenergetyczna proponuje przejście do finansowania inwestycji w KSE za pomocą długu na

długoterminowych rynkach finansowych. do wysokości sięgającej biliona PLN?

- 33.6. Trzeba za to na pewno wymagać zdecydowanie jawności modelu wykorzystania energetyki jądrowej skonfrontowanego z wschodzącym tripletem paradygmatycznym monizmu elektrycznego!

Problem 7: Ład ustrojowy jako główna perspektywa mocowania się wschodzącej weryfikacji elektroprosumeryzmu i falsyfikacji przemijającej historycznej energetyki

[Polska nie jest i już nigdy nie będzie – a w każdym razie nie powinna być – samotną wyspą elektroprosumeryzmu, i żadnego innego ładu]

34. **Koncepcja TEE a doktryna elektroprosumeryzmu w kontekście błędów i opóźnień poznawczych energetyki w trzech perspektywach historycznych.** Słabnąca, ale ciągle silna historyczna energetyka – ta, która przez prawie trzy wieki była siłą napędową trzech rewolucji przemysłowych strefy euroatlantyckiej, a na koniec stała się ofiarą amerykańskiej rewolucji cyfrowej, która w ciągu trzech dekad ogarnęła cały świat – wymaga ostrożności. W szczególności nie może być wepchnięta do narożnika, bo może stać się niebezpieczna, zacząć gryźć. Doktryna elektroprosumeryzmu musi to uwzględniać. W konsekwencji koncepcja TEE nie może abstrahować od historycznej perspektywy błędów poznawczych historycznej energetyki.

- 34.1. Do rewolucji WWW (pobudzonej przez Bernersa-Lee w roku 1991) – zatem w ciągu 90-cio procentowego dotychczasowego swojego istnienia – historyczna energetyka rozwijała się w dominującej części w środowisku (obszarze) paliw kopalnych (w tym przez ostatnie 70 lat rozszerzonym o paliwa jądrowe). Był to zatem rozwój w trybie innowacji przyrostowych. Przełomowe koncepcje i doktryny nie występowały (nie były potrzebne). Potrzebne były rządowe polityki energetyczne dające korporacjom energetycznym prawne podstawy realizacji celu ich istnienia. A tym było bezpieczeństwo energetyczne odbiorców. Odbiorców w gruncie rzeczy egzogennych. Zatem w ciągu pierwszych 90% istnienia historycznej energetyki problem błędów i opóźnień poznawczych w gruncie rzeczy nie istniał (bardziej precyzyjnie: był utajony, nieświadomiony).
- 34.2. Wystąpił on dopiero po Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (1992). Następnie został bardzo wzmocniony

przez Protokół z Kioto (1997) w sprawie redukcji emisji CO₂ (protokół wszedł w życie w roku 2005). Wreszcie został „ustabilizowany” (choć nie całkowicie) przez porozumienia paryskiego (2015), które zostało podpisane przez 195 państw, i weszło w życie już w roku 2016. Błędy poznawcze historycznej energetyki paliw kopalnych w okresie trzech dekad (1990-2020) były w rezultacie bezpośrednio związane (sprzężone) z błędami poznawczymi zmian klimatycznych. Te ostatnie podlegały szybkiej redukcji w środowiskowo-klimatycznej przestrzeni empirycznej. Błędy historycznej energetyki były niestety w przestrzeni empirycznej ciągle bardziej odporne na upływ czasu. Decydowały o tym interesy i amoralność dużej części klasy politycznej, w jeszcze większym stopniu korporacji energetycznych (w szczególności tripletu GSTA), ale w niemalym stopniu także oportunistyczny.

- 34.3. Pandemia COVID-2019 i wojna w Ukrainie wprowadziła potrzebę całkowicie nowej perspektywy błędów i opóźnienia poznawczego historycznej energetyki (jest to mianowicie poziom konfrontacji paradygmatów naukowych: wschodzącego elektroprosumeryzmu i schodzącego historycznej energetyki). W konsekwencji błędy i opóźnienia poznawcze historycznej energetyki windują się na poziom powiązania ze zmianami ustrojowymi. Ta perspektywa – a zaczyna ona już dominować – wymusiła w łańcuchu procesowym potrzebę intensyfikacji przełomowości TEE i modyfikacji zapewniającej jej kompatybilność z doktryną i odpornością elektroprosumencką (a nie z polityką energetyczną i bezpieczeństwem energetycznym).
35. **Jak straciliśmy szansę po coraz bardziej już historycznej postzimnowojennej luce?** Dzisiejszemu światu jest potrzebny, jak mało co, poważny namysł nad tym dlaczego szczytowe osiągnięcie strefy euroatlantycznej zrealizowane przez Stany Zjednoczone w postaci rewolucji cyfrowej (z jej inteligentnymi technologiami i Internetem oraz modelem biznesowym w postaci globalnych korporacji cyfrowych) wprowadziło historyczną energetykę na trajektorię wygasającą (lepiej: wygaszającą). Namysł ten musi uwzględnić błędną ocenę skutków zakończenia zimnej wojny w roku 1991, skądinąd bardzo potrzebnego, jednak wykorzystanego w inny sposób niż to politycznie było uzasadniane.
- 35.1. A politycznie miała to być odpowiedź na zapotrzebowanie ruchów pacyfistycznych, na artykułowaną przez nie potrzebę uwolnienia świata od groźby wojny nuklearnej, Ale także na nieadekwatność dostosowawczą postoświeceniowego ładu ustrojowego do wymagań czasu.

- 35.2. Niestety, wcale nie mała część populistycznych (albo nawet skrajnie niemoralnych) polityków szybko rozpoczęła – bardziej lub mniej świadomie – grę substytucyjną. Mianowicie: zbrojenia zamieniła na energetykę.
- 35.3. A przecież paramilitarny status historycznej energetyki (choć nie specjalnie przez nią samą akcentowany) zawsze w historii był obecny. Zwłaszcza w wypadku elektroenergetyki ta cecha dominowała. A był to skutek jej sprzężenia za pomocą coraz większych elektrowni na węgiel – kamienny, i jeszcze większymi na węgiel brunatny – z potężnym sektorem węglowym, a od połowy XX wieku z nie mniej potężnym przemysłem jądrowym (tu pojawia się ekscytujące pytanie: czy energetyka jądrowa należy bardziej do elektroenergetyki, czy może bardziej do przemysłu jądrowego).
- 35.4. Statusu paramilitarnego trzeba też doszukiwać się w potężnej infrastrukturze przemysłowo-energetycznej sektora ropy naftowej. Również w potężnej infrastrukturze sektora gazowego.
- 36. Błędy poznawcze i opóźnienie poznawcze w najważniejszych (pięciu) perspektywach regionalnych świata.** Rewolucji WWW zmieniła również perspektywę regionalną świata, i to na pewno nie w mniej radykalny sposób niż ma to miejsce w wypadku perspektywy historycznej. Generalnie rewolucja ta przyczyniła się w bardzo krótkim czasie do spolaryzowania świata na rzecz przywrócenia zbrojeń. Kardynalne pytanie z tym związane brzmi: jaka (która) transformacja energetyczna jest ukierunkowana na obronę demokracji (i pokoju), a jaka (która) może być wykorzystywana przeciw demokracji (na rzecz autorytaryzmu i wojny). To pytanie ma kapitalne znaczenie dla kształtowania doktryny każdej politycznej transformacji energetycznej (dotychczas realizowanej zawsze w trybie innowacji przyrostowej), ale przede wszystkim dla doktryny elektroprosumeryzmu: mającego cechy innowacji przełomowej, i zarazem uniwersum w osłonie planetarnej (ziemskiej). Hasłowe uwagi do każdej z pięciu perspektyw regionalnych są następujące.
- 36.1. Ponieważ perspektywa euroatlantycka (i pozaeuroatlantyckiej części OECD) jest ciągle jeszcze zdominowana przez perspektywę schodzącego paradygmatycznego tripletu historycznej energetyki i oświeceniowego ładu ustrojowego, to najważniejsze jest pytanie czy elektroprosumeryzm w tym regionie będzie w stanie – po pokonaniu błędów poznawczych historycznej energetyki – obronić republikę, i powstrzymać tendencje imperialne?

- 36.2. W wypadku perspektywy rosyjskiej (sowieckiej) dramatyczne pytanie dotyczy tego czy elektroprosumeryzm jest zdolny zredukować (choćby tylko częściowo) błędy poznawcze historycznej elektryfikacji (realizowanej zgodnie z doktryną Lenina: „komunizm, to władza rad plus elektryfikacja”, a potem komunistycznej energetyki paliw kopalnych (i energetyki jądrowej) i wejść na ścieżkę partycypacji w tworzeniu po postoświeceniowego ładu ustrojowego.
- 36.3. Polska sytuacja jest wyjątkowa przez to, że zwłaszcza w wypadku elektroenergetyki – ale także pozostałych sektorów paliw kopalnych (a nawet energetyki jądrowej) – jest warunkowana perspektywą dwóch regionów: najpierw sowieckiego, a potem euroatlantyckiego. Daje jej to szansę udziału w unifikacji tych dwóch energetycznych porządków ustrojowych: energetycznego i społecznego.
- 36.4. Chińska perspektywa sprowadza się do pytania, czy elektroprosumeryzm jest w stanie przyczynić się do przewyciężenia chińskiego imperializmu. Tego, który dla świata jest najgroźniejszy w perspektywie długoterminowej ładu ustrojowego (ładu energetycznego i społecznego); perspektywie nie wykraczającej jednak poza obecne stulecie.
- 36.5. W kontekście Globalnego Południa najważniejsze jest pytanie o to, czy elektroprosumeryzm pozwoli upodmiotwić ten region w stopniu umożliwiającym mu odegranie swojej roli (właściwej dla 2/3 ludzkości) w wykreowaniu humanistycznego ładu po postoświeceniowego?

Część II
DOKTRYNA
(działania)

*To co ogranicza skuteczność elektroprosumeryzmu,
to brak naszej odwagi w działaniu.*

Problem 8: Mnogość kontekstów doktryny elektroprosumeryzmu

[konteksty: retrospektywne doktryny energetyczne, konteksty społeczny i ustrojowy, kontekst przelomowości TEE, atrybuty TEE jako uniwersum]

37. **Polskie retrospektywne próby formułowania doktryny energetycznej.**³ Są to próby nakazujące niezwykłą ostrożność w formułowaniu doktryny elektroprosumeryzmu. Z drugiej strony pokazują one, że nie da się sformułować doktryny, która nie miałyby zakodowanej w sobie nieuchronności przemijania, czyli byłaby wolna od ryzyka. W tym kontekście odwaga i potrzeba uwolnienia wyobraźni (odwołania się do intuicji) są nieodłącznymi atrybutami procesu tworzenia (formułowania) każdej strategicznej doktryny. W wypadku doktryny elektroprosumeryzmu – formułowanej w roku 2024 –

³Pierwsza doktryna dotycząca transformacji energetycznej – zainicjowana przez autora ponad dwadzieścia lat temu w środowisku Rady Konsultacyjnej EPC SA, będącej spółką zależną PSE SA – została opublikowana w artykule: J. Bujko, R. Janiczek, K. Madajewski, J. Malko, J. Popczyk, E. Toczyłowski, zatytułowanym Potrzeba nowej doktryny w zakresie zarządzania bezpieczeństwem elektroenergetycznym kraju (XIII Międzynarodowa Konferencja Naukowa Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'04-Południe: Elektroenergetyka polska w Unii Europejskiej. Energetyka – zeszyt tematyczny nr III, 2004). Podkreśla się, że w artykule tym (dwadzieścia lat temu) jądrem doktryny było rynkowe (zdecentralizowane) bezpieczeństwo elektroenergetyczne (przede wszystkim krótkoterminowe odbiorców energii elektrycznej, ale także długoterminowe infrastruktury technicznej KSE). Polityka energetyczna obejmująca wszystkie korporacje/sektory energetyczne była natomiast wówczas w doktrynie nieobecna.

Dziesięć lat później (2014) w elektronicznej Bibliotece Źródłowej Energetyki Prosumenckiej, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP – Centrum Energetyki Prosumenckiej Politechniki Śląskiej) opublikowany został raport profesorski – J. Popczyk. Doktryna energetyczna – który obejmował już (uwzględniał) całą politykę energetyczną (w tym bezpieczeństwo energetyczne na wszystkich rynkach końcowych energii oraz wszystkie korporacje energetyczne wraz z ich infrastrukturą techniczną). Innymi słowy: była to doktryna w dużym stopniu uwarunkowana neutralnością klimatyczną 2050 i prosumeryzmem (ale jeszcze nie elektroprosumeryzmem).

Pozytywną weryfikację słuszności dwóch przywołanych wersji doktryny transformacji energetycznej (datowanych: 2004, 2014) potwierdza już w całej rozciągłości rozwój sytuacji mający miejsce na początku 2024 r. W tym najważniejszą hipotezę stanowiącą fundament (Polskiej) Doktryny elektroprosumeryzmu. Mianowicie, hipotezy orzekającej, że transformacja energetyczna do elektroprosumeryzmu jest najważniejszą bitwą o nowy społeczny ład ustrojowy.

Podkreśla się tu, że reforma polskiej energetyki zgodna z doktryną 2004 dawała pewność, a zgodna z doktryną 2014 dawała jeszcze szansę uniknięcia destrukcji ustrojowej państwa polskiego po 2014 r. Jak się coraz bardziej (praktycznie niepodważalnie) okazuje, destrukcji możliwej w bardzo dużym stopniu z powodu deprawacji ustrojowej energetyki będącej skutkiem nieracjonalnego (nierozumnego) zakresu jej centralizacji. (Polska) doktryna elektroprosumeryzmu daje jeszcze szansę wyjścia z osłej ławki transformacji energetycznej i włączenia się w geopolitykę, ale odrobienie wielkich strat spowodowanych destrukcją ustrojową wymaga ponadprzeciętnego wysiłku całego społeczeństwa.

niezbędność odwagi i wyobraźni jest wprost związana z niezbędnością adekwatności koncepcji TEE względem złożoności świata, która eksplodowała na skutek pandemii COVID-19 i napaści (2022) Rosji na Ukrainę.

- 37.1. Jest to zasadniczy powód zamieszczenia przypisu 3, który pokazuje główny dylemat dwóch polskich (historycznych już) prób sformułowania doktryny. W wypadku pierwszej próby (rok 2004) proponowana doktryna była ukierunkowana tylko na elektroenergetykę. Tym samym była to transformacja zakorzeniona w trybie innowacji przyrostowej. Ten tryb – mający znamiona racjonalności w roku 2004 – w roku 2024 jest już bezużyteczny.
 - 37.2. Druga próba sformułowania doktryny – z roku 2014, mająca jedynie, co najwyżej, znaczenie ćwiczenia intelektualnego – takiej wady sama w sobie już nie miała. Miała natomiast inną wadę o dużym znaczeniu naukowym, mianowicie ujawniła brak jej zakorzenienia (wówczas) w dwóch tripletach paradygmatycznych: wschodzącym monizmu elektrycznego (i zarazem TEE) oraz schodzącym całej historycznej energetyki. Ten deficyt doktryny redukował oczywiście jej praktyczne znaczenie: pociągał za sobą brak jakiegokolwiek widocznego zakorzenienia doktryny, zarówno politycznego jak i społecznego, czyli brak jej sprawczości. Ale miał pozytywny skutek naukowy.
 - 37.3. Mianowicie, doprowadził do sformułowania kolejno obydwóch tripletów paradygmatycznych: wschodzącego w roku 2018, a schodzącego dopiero w 2023. To umożliwiło z kolei stworzenie Białej Księgi w wersji [34] stanowiącej dobrą podstawę do modyfikacji koncepcji TEE ułatwiającej sformułowanie doktryny elektroprosumeryzmu.
38. **Doktryny Zjednoczeniowe Ojców Europy [19] i Unia Europejska.** Analiza relacji zjednoczeniowych doktryn Europy oraz doktryny elektroprosumeryzmu jest nie do przecenienia zwłaszcza z punktu widzenia ich historycznej sekwencji i (energetycznej) kompatybilności ustrojowej.
- 38.1. Z pierwszego punktu widzenia ważne jest, że pierwszą Wspólnotą Europejską była Wspólnota Węgla i Stali (1951), a trzecią Wspólnota Energii Atomowej będąca drugim z dwóch Traktatów Rzymskich (1957).
 - 38.2. Z punktu widzenia kompatybilności ustrojowej ważnym był Traktat z Maastricht (1992). Przed powołaniem tego Traktatu w elektroenergetyce obowiązywał ład ustrojowy państw członkowskich. Po roku 1992 rozpoczął się w Unii Europejskiej intensywny proces unifikacji rynku energii elektrycznej.

38.3. W rezultacie unijny rynek zdominował pierwotne doktryny zjednoczeniowe, które w kolejnych etapach zakładały wieloszczeblowe zarządzanie w euroregionach i przez euroregiony. Tą dominacją należy tłumaczyć brak doktryny energetycznej w Unii Europejskiej (na poziomie właściwym dla doktryn zjednoczeniowych). Ten brak niewątpliwie utrudnia rodzenie się przełomowych koncepcji, takich jak TEE. Z drugiej jednak strony nie blokuje ich.

39. **Doktryna elektroprosumeryzmu a sztuczna inteligencja (i zagrożenia z nią związane), w tym w świetle rewolucji WWW.** Obecność zagrożeń ze strony sztucznej inteligencji jako uwarunkowanie doktryny elektroprosumeryzmu wynika z jego (elektroprosumeryzmu) endogennych właściwości i egzogennych zagrożeń. Te pierwsze (właściwości), to wielka zależność od własnej (elektroprosumeryzmu) inteligentnej infrastruktury. Te drugie (zagrożenia), to potencjalne zagrożenia ze strony entropii cyfrowej sztucznej inteligencji. Przy tym formułuje się tu hipotezę, że odporność elektroprosumeryzmu na entropizację cyfrową sztucznej inteligencji jest diametralnie większa niż to jest w wypadku transformacji energetycznych realizowanych w trybie innowacji przyrostowych, czyli dla transformacji politycznych.

39.1. Tak czy inaczej: pozostaje jednak sprawa obecności sztucznej inteligencji w doktrynie elektroprosumeryzmu jako pożądana w kontekście potrzeby (i możliwości) uniknięcia niepożądanych skutków podobnych do tych, które spowodowała rewolucja WWW. Zwłaszcza zaś w kontekście zagrożenia ładu ustrojowego powodowanego przez Chiny, głównego beneficjenta geopolitycznego rewolucji WWW.

39.2. Bardziej szczegółowo chodzi o zagrożenie ładu ustrojowego przez potencjalny efekt synergiczny charakterystyczny dla współistnienia globalnej dominacji korporacji energetycznych – zwłaszcza korporacji energetycznych przemysłu jądrowego – oraz technologii AI. Skutkiem rozwoju tych ostatnich (czyli technologii AI) będą przecież korporacje cyfrowe z coraz agresywniejszymi modelami biznesowymi, o ogromnym potencjale destrukcyjnego wpływu, przede wszystkim na porządek społeczno-polityczny, ale także technologiczno-ekonomiczny oraz środowiskowo-klimatyczny świata.

39.3. Jeśli zatem ekspansja korporacji energetycznych, szczególnie chińskich, nie zostanie na czas wyhamowana, to potencjalny na razie negatywny efekt synergiczny zmieni się w nieuchronny. Pierwszą zimną wojnę – ze zbrojeniami nuklearnymi i ekspansją energetyki jądrowej – i jej (zimnej wojny) wschodnim filarem w postaci Związku Radzieckiego zastąpi

druga zimna wojna ze sztuczną inteligencją jako główną bronią – i energetyką jądrową w roli wspomagającej – z Chinami w roli filara wschodniego.

40. **Atrybuty elektroprosumeryzmu jako uniwersum: osłony kontrolne i egzergia, wyjście z wieży Babel.** Najważniejszym skutkiem rewolucji cyfrowej WWW okazało się wejście Chin do globalnej gry w trzech obszarach: historycznej energetyki, źródeł OZE oraz sztucznej inteligencji.

40.1. Dlatego: jeśli elektroprosumeryzm dotyczy (całego) świata – w tym unifikuje w szczególności lokalność oraz globalność – a ponadto wychodzi daleko poza przestrzeń transformacji energetycznej, to coraz więcej argumentów decyduje o tym, że przypisanie mu cech uniwersum jest zasadne. Stąd wynika potrzeba tworzenia (i stworzenia) jego wielowarstwowej doktryny zdolnej reagować/odpowiadać na zróżnicowane zagrożenia (w szczególności właśnie takie jak sztuczna inteligencja i energetyka jądrowa, a także biotechnologie (pandemia COVID-19 pokazała jak groźny potencjał zimnowojenny drzemie w biotechnologiach).

40.2. Rewolucja cyfrowa WWW każe również patrzeć na wielkie przełomy jako te, które tworzą wyjątkowe szanse. Transformacja energetyczna historycznej energetyki – tu na razie nie rozróżnia się jaka: polityczna czy TEE – jest jedną z największych takich szans w historii ludzkości. W tym kontekście (zagrożeń i szans) podkreślając konieczność przeniesienia pewnej części porządku ustrojowego z poziomu obecnego zinstytucjonalizowanego świata na poziom państw narodowych strefy postoświeceniowej trzeba obecnie przede wszystkim bić na alarm w sprawie potrzeby całkowicie nowej architektury zasady pomocniczości (subsydiarności).

40.3. W szczególności potrzebny jest pilnie (jego, zinstytucjonalizowanego ładu światowego) nowy wariant zapewniający fundament pod niezbędną redukcję dokonującej się gwałtownie ekspansji korporacyjnej. To, że korporacje energetyczne mają w kontekście dokonującego się globalnego przełomu ładu ustrojowego negatywne znaczenie dominujące wymaga szczególnego podkreślenia. Zwłaszcza dlatego, że paramilitarne korporacje energetyki jądrowej stają się – po raz drugi w historii przemysłu jądrowego – niezwykle ekspansywne. Przy tym obecnie są to nie tylko „stare” korporacje – zakotwiczone w pierwszej zimnej wojnie (1947-1991) – ale także potężne nowe, mianowicie chińskie.

Problem 9: Doktryna elektroprosumeryzmu zapisana w postaci zorganizowanego zbioru nazw

[elektroprosumeryzmu będącego uniwersum następującym – w trybie innowacji przełomowej i rozszerzającej – po energetyce historycznej; doktryny będącej zorganizowanym zbiorem zasad, hipotez, heurystyk, teorii i systemów myślenia składających się na koncepcję TEE]

41. **Systemowe relacje między koncepcją, Białą Księgą i doktryną TEE oraz elektroprosumeryzmem.** W gruncie rzeczy (na początek) chodzi tu o parę (dwójkę) relacji. Pierwszą w tej parze są relacje między narzędziami – koncepcją, Białą Księgą i doktryną – stosowanymi uniwersalnie do opisu wielkich, systemowych zagadnień. Drugą – w Raporcie ważniejszą – są relacje między transformacją TEE i elektroprosumeryzmem, dwoma wyzwaniem o historycznym znaczeniu, powiązanymi bardzo silnymi współzależnościami, w perspektywach o wielkiej złożoności czasowej i przestrzennej.

41.1. W Raporcie, tak jak ogólnie jest to przyjęte w perspektywie naukowej, koncepcja jest traktowana jako budowanie podstaw teoretycznych i opis teorii. Biała Księga jest kierowana w przestrzeń publiczną na ścieżkę torowania nowych społecznych idei i wdrażania ich w życie. Doktryna w zwarty sposób pokazuje natomiast jak wdrażać za pomocą ekstremalnie skondensowanych haseł koncepcję oraz Białą Księgę do praktyki. W takim ujęciu jest w gruncie rzeczy – jeśli dotyczy doktryny w makroskopowej osłonie OK(PL) – właściwością państwa. W szerokim rozumieniu jest natomiast właściwością instytucji (odpowiednich dla rodzaju doktryny: prawnej, przełomowej, prognostycznej, egalitarnej lub elitarniej, innych). Ale może też być doktryną profesorską.

41.2. Szczególna złożoność relacji między TEE i elektroprosumeryzmem z gruba polega na tym, że w perspektywie czasowej trajektorie TEE ($A \rightarrow B$) są indywidualną właściwością każdej osłony kontrolnej OK: w Polsce potencjalnie jest takich osłon około 7 mln, na świecie kilka miliardów (2 do 3 mld). Decyzje o rozpoczęciu realizacji TEE i czasy trwania transformacji TEE na makroskopowym poziomie są zmiennymi losowymi warunkowanymi zasadami rynkowymi. Jednak wiadomo, że transformacja we wszystkich osłonach OK (mikroskopowych i makroskopowych) powinna się zakończyć w horyzoncie 2050.

41.3. Elektroprosumeryzm z kolei jest kategorią, o której można już powiedzieć, że będąc główną siłą napędową transformacji TEE po zakoń-

czeniu tej transformacji (w horyzoncie 2050) „wejdzie” płynnie w drugą połowę stulecia w roli głównej siły ubezpieczającej proces kształtowania się nowego ładu ustrojowego. Mianowicie: geopolitycznego ładu ustrojowego ukształtowanego na wzór obecnej społecznej gospodarki rynkowej. Ten fakt w doktrynie elektroprosumeryzmu musi znaleźć właściwe odzwierciedlenie w systemie sprzężeń zwrotnych stabilizujących transformację TEE na jej trajektorii TEE (A→B) uwarunkowanej wschodzącym tripletem paradygmatycznym monizmu elektrycznego OZE.

42. **Wybrane (charakterystyczne), nazwy z obszaru koncepcji TEE i doktryny elektroprosumeryzmu przedstawione w postaci tabelarycznej.** Jedyńm celem tab. 2.8 zawierającej 14 wyselekcjonowanych haseł (zapisanych w skrajnie „ascetycznej” formie) jest zapoczątkowanie procesu pokonywania – w wymiarze społeczno-politycznym transformacji TEE – szoku strachu i osvajania szoku złożoności (w tym wypadku zarówno TEE jak i elektroprosumeryzmu). W tym miejscu rezygnuje się z komentarzy rozszerzających nazwy zestawione w tab. 2.8. Komentarze takie pojawią się natomiast w kolejnych częściach Raportu (**Problemach**).

Tab. 2.8. Zorganizowany zbiór nazw koncepcji TEE i doktryny elektroprosumeryzmu

Lp.	Krótką nazwa	Komentarz
1	monizm elektryczny OZE	jedyność energii promieniowania słonecznego w ziemskiej (planetarnej) osłonie kontrolnej będącej w niej (tej osłonie) jedyną energią napędową (pracą użyteczną) potrzebną ludziom, gospodarce, zjawiskom fizycznym (np. takim jak wiatr), reakcjom chemicznym (np. występującym w produkcji cementu), wreszcie potrzebnej całej planetarnej fotosyntezie
2	egzergetyzacja gospodarki energetycznej, w tym magazynowania energii	siła egzergii termodynamicznej daje się stosunkowo łatwo przemieścić (na razie głównie intuicyjnie, ale nie tylko) w wielki obszar unifikacji takich pojęć jak: efektywność energetyczna, praca użyteczna i – to bardzo ważne – magazynowanie egzergii w łańcuchach dostaw
3	elektroprosumeryzm transformacyjny	elektroprosumeryzm czasowo kompatybilny z transformacją na trajektorii TEE
4	elektroprosumeryzm posttransformacyjny	elektroprosumeryzm kształtujący się pod wpływem własnych (autonomicznych) sił napędowych

Tab. 2.8. ciąg dalszy

Lp.	Krótką nazwa	Komentarz
5	paradygmat wzrostu	właściwy dla Globalnego Południa
6	paradygmat dobrostanu	właściwy dla strefy euroatlantyckiej (i pozaeuroatlantyckiej części OECD)
7	autonomizacja OK(...) i zasada ZWZ-KSE	zasada ZWZ-KSE oznaczająca dostęp do sieci i do rynków technicznych KSE – w szczególności do zasobów regulacji częstotliwościowej – stanowi bramę do autonomizacji osłon OK(...)
8	WWW	dużymi literami pisane (World Wide Web); rewolucja cyfrowa
9	www	małymi literami pisane (wchłonąć-wykorzystać-wydalić; korporacyjny model społeczny globalnych korporacji (obejmujący politykę pracowniczą, jak również relacje z klientami)
10	zasada 0/100	Zasada pełnej (100-procentowej) zależności osłony makroekonomicznej OK[PL(A)] (i wszystkich osłon niższego rzędu, mikroekonomicznych) od KSE w stanie początkowym A
11	zasada (50-30-20)/100	struktura zależności osłony OK[PL(B)] od KSE w stanie końcowym B (50% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną – osłony autonomiczne; 30% – osłony zautonomizowane na poziomie sieci rozdzielczych; 20% – osłony wymagające przyłączenia do sieci przesyłowych (do nowego KSE)
12	endo- i egzogeniczność osłon kontrolnych	właściwość uwzględniająca (obejmująca) w szczególności procesy endo- i egzoenergetyczne w reakcjach chemicznych (również biochemicznych i w fotosyntezie) oraz w zjawiskach fizycznych
13	kompatybilność elektroprosumeryzmu	fundamentalna elektromagnetyczna i liczne inne (elektroprosumeryzacyjne)
14	elektroprosumeryzm: koncepcją nowego podziału ekonomicznej wartości dodanej	stawia się tu hipotezę, że elektroprosumeryzm pozwala rozpocząć historyczną unifikację zasad podziału wartości dodanej kapitalizmu (całą wartość przejmują kapitaliści/korporacje) i socjalizmu (całą wartość przejmują pracownicy)

Problem 10: Endogenne środowisko i egzogenne otoczenie TEE w doktrynie elektroprosumeryzmu

[dwa filary środowiska endogennego (pierwszy, to sześć dziedzinowych rynków elektroprosumeryzmu, czyli egzergetyzacja całej gospodarki, a drugi to egzogenno-endogenne bezpieczeństwo żywnościowe w swojej części egzogennej będącej częścią endogenną szóstego dziedzinowego rynku elektroprosumeryzmu); dwa krytyczne segmenty otoczenia egzogennego: militarne bezpieczeństwo narodowe i technologiczna odporność sztucznej inteligencji]

43. Dookreślenie elektroprosumeryzmu w kontekście jego doktryny.

Racjonalne dookreślenie elektroprosumeryzmu pożądane (a nawet konieczne) z punktu widzenia stabilizacji doktryny (i zredukowania ryzyka jej szybkiej falsyfikacji) jest uwarunkowane czterema względami.

43.1. Pierwszym jest nadzwyczajna turbulencja geopolityki i procesów społecznych, które przekształciły się już w procesy (kategorie) czasu rzeczywistego globalnej złożoności. Mianowicie: kategorie, które trzeba identyfikować i na które trzeba reagować w jednolitym czasie rzeczywistym na wszystkich poziomach wieloszczeblowego systemu zarządzania (regowania). Czyli na poziomach od mikroskopowego (najniżej: w osłonach kontrolnych OK segmentu ludnościowego elektroprosumeryzmu) do poziomu makroskopowego (w osłonach kontrolnych: od osłon państw narodowych do osłony zinstytucjonalizowanego świata).

43.2. Drugim jest startowa dopiero faza oswajania przełomowości elektroprosumeryzmu, i związanej z tą przełomowością szoku poznawczego. W tym kontekście potrzebne jest nadanie w doktrynie elektroprosumeryzmu dużej roli kompatybilnej doktrynie – niższego rzędu – mianowicie doktrynie tego szoku. Ma ona wśród doktryn niższego rzędu (a jest ich wiele) wyjątkowe znaczenie ze względu na swoją indywidualną sprawczość (efektywność); jest to doktryna sprawczości kształcenia do elektroprosumeryzmu na czterech poziomach: edukacji (w szkolnictwie podstawowym), kształcenia do zawodów na poziomie szkolnictwa zawodowego i średniego, kształcenia na poziomie wyższym do zawodów i dla potrzeb dyscyplin naukowych, wreszcie kształcenia elitarnego na rzecz torowania elektroprosumeryzmu jako uniwersum.

43.3. Trzecim jest długa trajektoria transformacji symbolicznie zapisana tu w następujący sposób TEE $\{OK[A_i (B \equiv 2050)]\}$. W zapisie tym A_i oznacza stan początkowy w indywidualnej osłonie kontrolnej i (w Pol-

se jest to potencjalnie około 7 mln osłon mikroskopowych segmentu ludnościowego; na świecie 2 do 3 mld takich osłon i około 200 osłon makroskopowych państw narodowych).

43.4. Wreszcie czwartym jest przyszłość elektroprosumeryzmu, po roku 2050. Bez wątpienia nie uniknie on statusu trzeciego świata Poppera, i wejdzie w tryb falsyfikacji. Jest zrozumiałe, że doktryna elektroprosumeryzmu stworzona w roku 2024 pod kątem realizacji TEE jako transformacji wygaszającej paliwa kopalne (prowadzącej do neutralności klimatyczne) będzie traciła na znaczeniu (będzie szybko falsyfikowana). Równocześnie jednak będzie rosło jej (i elektroprosumeryzmu) znaczenie jako siły kształtującej nowy – bardzo potrzebny – ład ustrojowy Południe-Północ. I w ten sposób znaczenie elektroprosumeryzmu nie tylko nie będzie maleć, ale będzie rosło jako bardzo potrzebnej szczególnej możliwości (szansy) z punktu widzenia wyboru najlepszego ładu po postoświeceniowego.

44. Rozszerzenie środowiska (funkcjonalności) osłon kontrolnych na wszystkie trzy strategiczne wymiary TEE. Chodzi o rozszerzenie poza ich (osłon kontrolnych) funkcje charakterystyczne dla termodynamiki makroskopowej we wschodzącym triplecie paradygmatycznym monizmu elektrycznego. Czyli rozszerzenie na wymiary: społeczno-polityczny, technologiczno-ekonomiczny oraz środowiskowo-klimatyczny.

44.1. Te trzy wymiary – wprowadzone do tripletu paradygmatycznego monizmu elektrycznego OZE w roku 2018 głównie jako kategorie intuicyjne – w roku 2024 wymagają namysłu pod kątem możliwości ich unifikacji, mianowicie tej, którą będą napędzać siły nazwane w tab. 2.8. Siły, które zresztą proces formalizacji trzech wymiarów transformacji energetycznej już realizują. Przykładem jest dokonujący się proces przejmowania roli kosztu „termodynamicznego” [18] przez koszt elektroekologiczny w TEE [34]. Jego waga wynika z faktu, że przecież w elektroprosumeryźmie posttransformacyjnym kosztów termoeekologicznych nie będzie, bo nie będzie termodynamicznych procesów cieplnych, nie będzie spalania paliw kopalnych (nie będzie także nowych kosztów utylizacji wypalnego paliwa jądrowego).

44.2. Jednak siłą strukturalną wymienioną w tab. 2.8, na którą tu zwraca się szczególną uwagę jest egzergetyzacja gospodarki energetycznej jako nowej złożoności, egzergetyzacja wychodząca zdecydowanie poza ramy procesów termodynamicznych. Unifikująca te procesy z łańcuchami do-

staw na rynkach surowców, półproduktów i gotowych wyrobów. Potrzebne są w tym celu modele biznesowe nadające surowcom, półproduktom i gotowym wyrobom status wirtualnych magazynów energii (wykorzystanej). Wirtualnych, czyli odrywających w modelach biznesowych czas i miejsce „zmagazynowanej” energii od czasu i miejsca energii „produkowanej” w procesach termodynamicznych. Przemysł 4.0 i nowe modele społeczno-polityczne (dotyczące pracy i zatrudnienia) oraz nowe modele technologiczno-ekonomiczne (w szczególności przemysł 4.0) tworzą wprost perspektywę ich unifikacji o historycznym znaczeniu.

45. **Synergia endogenno-egzogenna doktryny elektroprosumeryzmu.** Chodzi o synergię, której zrozumienie ma swoje źródło, w szczególności, w perspektywie wytwarzanej przez elektroprosumeryzacyjne osłony kontrolne.
- 45.1. Endogenność środowiska każdej osłony kontrolnej OK(TEE), a w szczególności osłony makroskopowej państwa narodowego – w wypadku Polski mającej akronim OK(PL) – jest punktem wyjścia do przełamania totalnej egzogenności (dotychczasowej) historycznej energetyki względem odbiorcy. Egzogenności oznaczającej całkowite ubezwłasnowolnienie odbiorcy na rynkach końcowych energii. Ubezwłasnowolnienie tym większe im mocniej przez korporacje energetyczne zaprzeczane.
- 45.2. Egzogenność otoczenia osłon kontrolnych TEE ma natomiast charakter, który tu nazywa się „miękkim”, albo kontrolowanym przez siły rynku, ukierunkowane (za pomocą modeli biznesowych) na osiągnięcie synergii. Największe znaczenie w tym kontekście ma – na poziomie osłon państw narodowych – egzogenność bezpieczeństwa narodowego. Jest tak w szczególności dlatego, że bezpieczeństwa narodowego nie da się „przenieść” – w społecznym systemie gospodarki rynkowej, który na obecnym etapie jest bazowym łańdżem ustrojowym TEE – do osłon kontrolnych niższego rzędu, zwłaszcza do osłon segmentu ludnościowego, tak jak to jest w wypadku elektroprosumeryzmu. W rezultacie doktryna synergii kryzysowej odporności całego środowiska elektroprosumenckiego i otoczenia, którym jest militarne bezpieczeństwo narodowe (w osłonie państwa narodowego) jest zdefiniowana jako potrzeba maksymalnej autonomizacji elektroprosumenckich osłon kontrolnych z jednej strony, a z drugiej (po stronie bezpieczeństwa narodowego) maksymalnej miniaturyzacji militarnych technologii obronnych i ofensywnych (stanowiących bazę rozwojową technologii elektroprosumeryzmu).

- 45.3. To przekłada się na pożądaną dla Polski doktrynę TEE bez energetyki jądrowej, która cechuje się przecież bardzo wielką ekspozycją na ataki potencjalnego agresora za pomocą małoskalowych militarnych technologii ofensywnych.

Problem 11: Przełomowość elektroprosumeryzmu transformacyjnego oraz humanizm posttransformacyjnego

[brak wydłużenia perspektywy elektroprosumeryzmu poza horyzont TEE musiałby zostać uznany w jego doktrynie za niebezpieczny (niedopuszczalny) błąd]

46. **Perspektywa uniwersum właściwa już w horyzoncie neutralności klimatycznej 2050.** Obecne rozpoznanie TEE – część I Raportu i Biała Księga [34] – uprawnia stwierdzenie, że elektroprosumeryzm nadaje transformacji energetycznej status przełomowości, a sam (elektroprosumeryzm) staje się (w granicach osłony planetarnej) swoistego rodzaju uniwersum. To powoduje dalekosiężne konsekwencje. W szczególności powoduje, że elektroprosumeryzm w drugiej połowie stulecia nie może przestać istnieć. Przeciwnie, jego siła ukształtowana w czasie realizacji TEE nie pozwoli mu na wyłączenie się z procesu kształtowania po postoświeceniowego ładu ustrojowego, który w tym miejscu wywoławczo nazywa się ładem humanistycznym.
- 46.1. Natychmiastowa konsekwencja jest oczywista. Transformacja TEE jest potrzebna nie tylko po to, aby zapewnić neutralność klimatyczną. Potrzebna jest po to, aby wdrożyć skalowanie ludnościowe monizmu elektrycznego OZE, czyli równość szans ludzi na całym świecie. Ale nawet te dwa cele – chociaż oczywiste i bezwzględnie wymagające zrealizowania – wymagają zracjonalizowania w świetle roli, którą ma elektroprosumeryzm do odegrania w procesie kształtowania nowego ładu ustrojowego. W tym kontekście pierwszorzędny staje się cel, który elektroprosumeryzm ma do odegrania w drugiej połowie stulecia. Mianowicie: zadaniem elektroprosumeryzmu będzie wówczas wejście w rolę fundamentu po postoświeceniowego humanistycznego ładu ustrojowego nowej geopolitycznej osi: Globalne Południe – strefa euroatlantycka (wraz z pozaeuroatlantycką częścią OECD).
- 46.2. Elektroprosumeryzm posttransformacyjny jako fundament (filary) humanistycznego ładu ustrojowego musi być skoncentrowany na równowadze paradygmatów wzrostu i dobrostanu, ale inaczej niż elektroprosumeryzm transformacyjny, którego głównym zadaniem jest (będzie)

unifikacja zużycia energii elektrycznej na świecie zgodna ze skalowaniem ludnościowym.

47. **Koncepcja humanistyczna odpowiednia na drugą połowę stulecia.**

Przez koncepcję humanistyczną rozumie się przede wszystkim koncepcję nakierowaną na odbudowę elit społecznych, z których – przynajmniej w ładzie ustrojowym gospodarki rynkowej – wywodzą się elity polityczne.

47.1. Odbudowa elit społecznych w drugiej połowie stulecia nie oznacza przy tym przejścia do państwa elitarnego, bo to jest już niemożliwe.

47.2. Oznacza natomiast przede wszystkim dominację doktryny odpowiedzialności nad doktryną roszczeniowości. Ta dominacja – niezwykle potrzebna – ma szansę się realizować jako skutek dominacji paradygmatu dobrostanu nad paradygmatem wzrostu, jednak inaczej niż w elektroprosumeryzmie transformacyjnym.

47.3. W tym ostatnim (na jego początku) mniej niż 1/6 ludzkości bogatego bieguna odpowiedzialna jest za ponad 1/3 globalnego zużycia energii elektrycznej. Na drugim biegunie (biedy) 2/3 ludzkości ma udział zaledwie w 1/4 globalnego zużycia energii elektrycznej. Dlatego historycznym zadaniem elektroprosumeryzmu transformacyjnego jest wdrożenie (na końcu jego trajektorii transformacyjnej) ludnościowego skalowania zapotrzebowania na energię elektryczną OZE; skalowania oznaczającego zunifikowanie zapotrzebowania na poziomie zbliżonym do obecnego przeciętnego. Jednocześnie rozpoczęcie konkurencji w domenie dobrostanu. Na początek wyjawienie, głównie przez filozofów, co strony (Globalne Południe oraz strefa euroatlantycka (wraz z pozaeuroatlantycką częścią OECD) mają sobie do zaoferowania.

Problem 12: Mapa doktryny elektroprosumeryzmu

[siła geopolityczna kryzysu – który wdarł się już do każdego domu, przedsiębiorstwa, instytucji – domaga się w wypadku transformacji energetycznej szczegółowych rozwiązań tu i teraz. Politycy, a w ślad za nimi również media oferują je każdego dnia, już od samego rana. Niezależnie od tego jak są one potrzebne nic nie są jednak warte jeśli nie da się ich zweryfikować na mapie syntetyzującej transformację TEE (i jej skutki). Czyli po pierwsze, nie da się podjąć próby ich zweryfikowania (na poziomie hipotezy) w perspektywie połowy i końca stulecia. Po drugie, nie da się ich zweryfikować w perspektywie indywidualnej mikroskopowej osłony elektroprosu-

menckiej segmentu ludnościowego, osłony makroskopowej państwa narodowego (tu przede wszystkim Polski), wreszcie osłony planetarnej]

48. **Doktryna elektroprosumeryzmu transformacyjnego.** Jest to doktryna posiadająca status doktryny nadrzędnej. Składa się na nią triplet doktryn fundamentalnych (monizmu elektrycznego, konkurencji tripletów paradygmatycznych wschodzącego i schodzącego oraz synergii endogenno-egzogennej). Wspiera ten triplet otwarty (to znaczy zmieniający się) zbiór doktryn odpornościowych i kompatybilnościowych. Ponadto zbór doktryn prognostycznych o szczególnym znaczeniu praktycznym.
- 48.1. Doktrynę monizmu elektrycznego utożsamia się w Raporcie z paradygmatem monizmu elektrycznego OZE. Uwzględniając, że sam naukowy paradygmat jest bardzo stabilny, a z kolei jego empiryczna weryfikacja jest już bardzo dynamiczna, konieczne jest w praktyce politycznej wykorzystania doktryny monizmu elektrycznego wprowadzenie wymagania jej okresowego redefiniowania (raczej zmiennego niż stałego-okresowego).
- 48.2. Doktryna konkurencji tripletów paradygmatycznych wschodzącego (elektroprosumeryzmu) i schodzącego (historycznej energetyki) oznacza zakaz politycznego (prawnego) ograniczania tej konkurencji (w tym pośrednio, za pomocą mnożenia programów sprawiedliwej transformacji przeznaczonych dla historycznej energetyki schodzącego tripletu oraz (z drugiej strony) blokowania wschodzącego tripletu elektroprosumeryzmu za pomocą regulacji antyrynkowych).
- 48.3. Trzecia doktryna w triplecie, mianowicie synergii endogenno-egzogennej, pojawia się w Raporcie w dużym stopniu pod wpływem pandemii COVID-19 i napaści Rosji na Ukrainę. Bo to właśnie te dwa czynniki (po ich wystąpieniu) uruchomiły niezwykle silne procesy obronne w historycznej energetyce. Nie wdając się w sofistykę, bazując natomiast na faktach, formułuje się paradygmat, że COVID-19 i napaść Rosji na Ukrainę przekształciły lokalnie transformację energetyczną w transformację wojenną, a globalnie w zimnowojenną. Odpowiedzią koncepcji TEE i doktryny elektroprosumeryzmu jest hipoteza, że elektroprosumeryzmu jest potrzebny do transformacji ustrojowej, a transformację energetyczną realizuje po „drodze”. To przesądza, że środowisko transformacji energetycznej musi koncentrować się budowie swojej odporności kryzysowej, nie może natomiast zostać wchłonięte przez środowisko bezpieczeństwa narodowego oraz przez środowisko technologiczne AI.

49. **Zbiór doktryn odpornościowych.** Na razie jest to zbiór „rozmyty” (słabo zdefiniowany, słabo ustrukturyzowany). Nie należy jednak traktować tego jako słabości. Przeciwnie należy widzieć w tym potencjał unifikacji zbioru do jednej doktryny odpornościowej.
- 49.1. Do najważniejszych wśród doktryn odpornościowych należą doktryny ekonomiczne osłon kontrolnych (doktryny powiązane z funkcjonalnościami osłon kontrolnych, ale także z łańcuchami dostaw rynkowych). W tym takie jak: DSM/DSR, kosztów krańcowych, kosztów unikniętych, przemysłu 4.0, gospodarki GOZ, i potencjalnie najważniejsza, najbardziej przełomowa: doktryna magazynów energii w łańcuchach dostaw rynkowych (i w magazynach gotowych wyrobów). Ogólnie jest to podzbiór, który można by zunifikować (to jest tylko hipoteza, w tym miejscu i w tym czasie) do doktryny monizmu elektrycznego OZE w każdej osłonie elektroprosumenckiej i egzergetyzacji (całej) gospodarki (nie tylko rynków energii).
- 49.2. Najważniejszy przykład technicznej doktryny odpornościowej jest związany z maksymalizacją odporności elektroprosumenckiej osłon kontrolnych infrastruktury krytycznej i wielkiego przemysłu. Jest to doktryna ubezpieczenia korporacyjnego KSE i systemu europejskiego, mianowicie: za pomocą systemu KSE, będącego częścią europejskiego SEE nowego rodzaju. Nowość europejskiego SEE będzie związana z jego nowymi determinantami technicznymi: w dziedzinie regulacji częstotliwościowej i mocy zwarciovych. Należy przy tym podkreślić, że ten najważniejszy przykład technicznej doktryny odpornościowej w sekwencji czasowej wystąpi jako ostatni.
- 49.3. Podkreśla się przy tym, że proces budowy odporności elektroprosumenckiej osłon kontrolnych OK rozpocznie się na drugim biegunie, zgodnie z doktryną adekwatności autonomizacji osłon kontrolnych OK „od dołu do góry”. Ta doktryna ma fundamentalną podstawę w zderzeniu tripletów paradygmatycznych – wschodzącego i schodzącego – a jej skutki rozciągają się na wszystkie trzy wymiary TEE (społeczno-polityczny, technologiczno-ekonomiczny i środowiskowo-klimatyczny), w pewnym stopniu unifikują je. Inaczej doktrynę adekwatności autonomizacji osłon kontrolnych OK od dołu do góry można by nazwać doktryną redukcji rynkowej przepaści między korporacyjną produkcją energii elektrycznej i jej konsumpcją w każdej indywidualnej osłonie kontrolnej OK (EP) w procesie jej (osłony OK) elektroprosumeryzacji, czyli procesowej autonomizacji (on/off→of) względem KSE (ogólnie

względem sieci elektroenergetycznych na poziomach napięciowych: nN – SN – 110 kV – NN.

- 49.4. Przykład szczegółowej doktryny prognostycznej dla krajowej osłony makroskopowej OK(PL) w skrajnie uproszczonym zapisie ma postać: od zasady 0/100 w TEE (A) do zasady (50-30-20)/100 w TEE (B). Najkrótsze objaśnienie tego zapisu (wzorowane na objaśnieniu z tab. 2.8) jest następujące: po zakończeniu w Polsce transformacji TEE, czyli na końcu trajektorii transformacyjnej (w stanie B) 50% osłon kontrolnych OK (około 3,5 mln) to będą osłony całkowicie autonomiczne, 30% energii elektrycznej OZE będzie dostarczana w osłonach zautonomizowanych na poziomie sieci rozdzielczych, a 20% osłon będzie wymagało kontynuacji przyłączenia do KSE, chociaż już nowego typu.
- 49.5. Jako ostatnią z doktryn odpornościowych przywołuje się tu doktrynę synergii endogenno-egzogennej. Jest to ta doktryna, dla której jeszcze kilka lat temu (przed pandemią COVID-19 i wojną w Ukrainie) nie było żadnych przesłanek, a obecnie zdominowała wszystkie inne doktryny odpornościowe (inna rzecz, że opóźnienie poznawcze tej doktryny jest jeszcze – w społeczeństwie, wśród polityków, w nauce – praktycznie 100-procentowe). Doktryna ta obejmuje odporność środowiska endogenego elektroprosumeryzmu oraz odporność 2 krytycznych segmentów otoczenia egzogenego transformacji TEE. Tymi segmentami są bezpieczeństwo narodowe i AI.

50. Przełomowa techniczna doktryna kompatybilnościowa (elektromagnetyzmu osłonowo-systemowego). Jest to bez wątpienia najważniejsza doktryna techniczna, którą w Raporcie się prezentuje.

- 50.1. Potencjalne znaczenie głównej zasady kompatybilności elektromagnetycznej w transformacji TEE jest większe niż amerykańskiej zasady kosztów unikniętych w kogeneracji w reformie amerykańskiej [2] otwierającej pierwszy etap konkurencji w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej. I większe niż brytyjskiej zasady TPA (zasada dostępu do sieci) w reformie brytyjskiej [3], wymagającej kompatybilności (jednak przede wszystkim biznesowej, a w mniejszym stopniu elektromagnetycznej) dwóch rozwiązań, którymi były: pool (centralny rynek bilansujący i kontrakty różnicowe. Rozwiązaniem potrzebnym w TEE jest zasada ZWZ-KSE (zasada dostępu do sieci i zasobów bilansujących KSE, a ogólniej do rynku technicznego). Otóż istotą tej zasady jest kompatybilność elektromagnetyczna regulacji częstotliwościowej (mocy) obec-

nego KSE i bilansowaniu energii (w przedziałach sekundowych) w elektroprosumeryzacyjnych osłonach kontrolnych.

- 50.2. Inne zasady kompatybilności elektromagnetycznej mają w transformacji TEE mniejsze znaczenie. O jednej z nich napomknięto w p. 49 (pp. 2 i 3). Jest nią doktryna mocy zwarciowej osłony kontrolnej. Czyli doktryna procesowej autonomizacji (on/off→of) względem KSE na jego poziomach napięciowych: nN – SN – 110 kV – NN.

Tab. 2.9. Mapa dwóch najważniejszych doktryn elektroprosumeryzmu i ich konteksty

Koncepcja TEE	Biała Księga TEE	Doktryna transformacyjna elektroprosumeryzmu przełomowej innowacyjności i kryzysowej odporności TEE		
		szkoła odporności kryzysowej:		
		1. wschodzącej elektroprosumenckiej		
		2. schodzącej historycznej energetyki (polityki i bezpieczeństwa energetycznego)		
		Doktryna posttransformacyjna elektroprosumeryzmu po postoświeceniowego ładu ustrojowego		
		poligon równoważenia (ram) ustrojowych:		
		1. na biegunie naukowych paradygmatów: wzrostu i dobrostanu		
		2. na biegunie: moralności (której ważną częścią jest humanistyczna moralność elektroprosumeryzmu) oraz siły technologiczne będące domeną zimnej wojny oraz AI		
		Dynamiczna osłona kontrolna endogenicznego środowiska TEE obejmującego 6 dziedzinowych rynków elektroprosumeryzmu (w tym bezpieczeństwo żywnościowe (i cyfrowe elektroprosumeryzmu) na całej jej trajektorii A→B. Sprzężenia z rozległym otoczeniem egzogenicznymi obejmującym: bezpieczeństwo narodowe i sztuczną inteligencję.		
		Elektroprosumeryzm a demografia potrzeba przełomowej społecznej konsolidacja kompetencji		
szanse wyjścia z pułapki				
edukacja	kształcenie	budowa kompetencji		
1. państwo odpowiada za ramy programowe	1. kształcenie w szkołach zawodowych, technikach i branżowych szkołach II stopnia do potrzeb powszechnych rynków elektroprosumeryzmu	1. tryb nadażny		
2. realizacja należy do samorządów	2. kształcenie na poziomie wyższym w politechnikach do zawodów inżynierskich	2. odpowiedzialność instytucji elektroprosumeryzmu		
	3. kształcenie na poziomie wyższym w politechnikach i uniwersytetach w dyscyplinach dedykowanych badaniom naukowym potrzebnym elektroprosumeryzmu	3. rola SEP		

51. **Doktryna elektroprosumeryzmu posttransformacyjnego.** O tej doktrynie absolutnie nie wolno zapominać na trajektorii (doktryny) elektroprosumeryzmu transformacyjnego TEE (A→B). Dlatego, bo ta ostatnia (będąca w czasie pierwszą) ma na doktrynę elektroprosumeryzmu posttransformacyjnego unikatowy wpływ.
- 51.1. To wynika z faktu zdetronizowania celu transformacyjnego energetyki, który praktycznie przez trzy dekady (1992-2019) utrwał się jako cel neutralności klimatycznej. COVID-19 i wojna w Ukrainie radykalnie zmieniły tę sytuację. Neutralność klimatyczna jest konieczna, ale nie wystarczy do uratowania świata.
- 51.2. Świat potrzebuje jeszcze dodatkowo nowej (na drugą połowę stulecia) po postoświeceniowego porządku ustrojowego. Z osią konsolidacyjną: Globalne Południe – strefa euroatlantycka (z krajami OECD nie będącymi jej członkami). Ze „startową” gospodarką wzorowaną na współczesnej społecznej gospodarce rynkowej.
- 51.3. Ze społecznym ustrojem, którego fundamentem naukowym (filozoficznym) jest falsyfikacja paradygmatu wzrostu i weryfikacja paradygmatu dobrostanu. To oznacza, że elektroprosumeryzm posttransformacyjny jest idealnym kandydatem do popperowskiego trzeciego świata drugiej połowy stulecia.

Problem 13: Mechanizmy sprzężeń zwrotnych i instytucje jako fundament odporności

[energia, elektroprosumenci i geopolityka: elektroprosumeryzmowi nie zagraża brak własnej siły, jedyne co mu zagraża, to nasza amoralność i w ślad za nią autorytaryzm, a za nim wojna; jeśli nuklearna to ta, której skutków człowiek nie potrafi przewidzieć, bo nie potrafi zapanować nad tym, co wcześniej potrafił stworzyć]

52. **Dwie główne instytucje polskiego elektroprosumeryzmu.** W elektroprosumeryzmie transformacyjnym, czyli porządku wschodzącym TEE są to: Urząd Rozwoju Elektroprosumeryzmu (UREP) oraz Rada Odporności Elektroprosumeryzmu (ROEP). Te dwie instytucje posiadają kompetencje i uprawnienia określone na poziomie prawnym (ustawowym).
- 52.1. UREP realizuje przede wszystkim (w szczególności) regulacje prawne (typu ex post) w zakresie stosowania fundamentalnej zasady ZW-KSE: w tym w zakresie organizacji rynków technicznych na poziomie sieci nN

i SN, w zakresie piaskownic prawnych dedykowanych tym rynkom, oraz w zakresie komunalizacji i prywatyzacji sieci nN i SN. UREP prowadzi rejestr certyfikatorów elektroprosumeryzmu. Ogłasza w uzgodnieniu z rządem (i w imieniu rządu) koncepcję, Białą Księgę i doktrynę TEE. Postanowienia UREP na rynku wschodzącym są nadrzędne względem postanowień URE.

52.2. ROEP jest organem powołanym przez Sejm RP na kadencję pięcioletnią (pierwsza może być krótsza). REOP ma zdolność formułowania wiążących zaleceń dotyczących kształtowania strategicznych (dokładniej referencyjnych) wskaźników odporności elektroprosumeryzmu w osłonie makroekonomicznej OK(PL). Ogłasza doktrynę referencyjną (prognozytyczną) do ogłaszanej przez UREP głównej doktryny elektroprosumeryzmu transformacyjnego. Rada ROEP jest zobowiązana w szczególności do rocznych sprawozdań w Sejmie RP, zawierających analizę odchylenia krajowej trajektorii transformacyjnej od trajektorii referencyjnej i wiążące zalecenia dla rządu w zakresie ich korygowania.

53. **Kodeks prawny elektroprosumeryzmu.** O kodeksie tym w Raporcie nie mówi się inaczej jak tylko przez pryzmat powiązania doktryny z ładem ustrojowym. To pociąga za sobą poważną konsekwencję.

53.1. Mianowicie, punkt ciężkości w doktrynie przenosi się na jakość elit, co zwiększa poziom przełomowości doktryny elektroprosumeryzmu względem początkowego, czyli tego który wynikał z termodynamicznego tripletu paradygmatycznego monizmu elektrycznego OZE w horyzoncie 2050. W rezultacie Raport uwarunkowany obecnymi (2024) realiami oraz hipotezami elektroprosumeryzmu – transformacyjnego (2050) i posttransformacyjnego (2100) zajmuje się doktryną w powiązaniu z instytucjami. Są to instytucje o sile zdolnej zmieniać relacje między koncepcją i doktryną, To jest punkt wyjścia w działaniach na rzecz elektroprosumeryzmu.

53.2. Pożądanym terminem uchwalenia ustawy Prawo elektryczne – stanowiącej fundament Kodeksu – powinien być rok 2025. Ze względu na przełomowość Prawa elektrycznego ten termin jest już mało prawdopodobny. Najpóźniejszym terminem jest rok 2027.

53.3. Ze względu na potrzebę maksymalnego skrócenia czasu rozpoczęcia transformacji TEE „luka” braku Prawa elektrycznego miała być w planach Parlamentarnego Zespołu ds. tego Prawa wypełniona przez trzy ustawy pilotażowe, kolejno: ustawę o dostępie do informacji, ustawę

o rynku technicznym energii elektrycznej i ustawę o zasadzie ZWZ-KSE. W połowie roku 2024 trzeba uznać, że nie ma już czasu na trzy ustawy pilotażowe. Jedynym realnym rozwiązaniem jest zastąpienie ich jedną, z czasem wejścia w życie od początku roku 2025.

Tab. 2.10. Mapa doktryny elektroprosumeryzmu

UMOWA SPOŁECZNA W SPRAWIE doktryny elektroprosumeryzmu (dwa porządki ustrojowe)	
porządek wschodzący: elektroprosumeryzacja (całej gospodarki, sześć dziedzinowych rynków elektroprosumeryzmu)	porządek schodzący: wygaszanie energetyki WEK-PK(iEJ); w wypadku energetyki EJ wygaszenie jej jako polityki energetycznej i pozorowanych, niezwykle kosztownych działań
rynk/konkurencja (denacjonalizacja/demonopolizacja)	DURE (druga ustrojowa reforma elektroenergetyki)
elektroprosumeryzm (transformacja TEE) głównym filarem transformacji ustrojowej do społecznej gospodarki rynkowej; inaczej, filarem o sile umożliwiającej budowę właśnie takiej gospodarki, bez narażania jej (budowy) na blokowanie ze strony tripletu GSTA	ograniczenie istnienia systemu korporacyjno-oligarchicznego do rynku wschodzącego 2 (połączenia transgraniczne i układy dosyłowe morskiej energetyki wiatrowej; potencjał udziału w krajowym bilansie zapotrzebowania na energię elektryczną nie większy niż 25% po stronie importu)
- dwa wschodzące elektroprosumeryzacyjne sieciowe rynki energii elektrycznej (1 oraz 2) - dwa elektroprosumenckie bezsieciowe rynki energii elektrycznej (urządzeń oraz usług)	wygaszanie schodzącego sieciowego rynku końcowego energii elektrycznej przez dwa rynki wschodzące (1 oraz 2) w trybie konkurencji na dynamicznej czasowo-topologicznej osłonie kontrolnej konkurencji OK (ZWZ-KSE)
elektroprosumeryzacyjny system finansowania innowacyjności transformacyjnej oraz zasady pomocniczości: krajowy fundusz strukturalny oraz ulgi podatkowe w miejsce dotacji	zastąpienie systemu „sprawiedliwej” transformacji systemem efektywnego rynkowego wykorzystania zasobów WEK-PK
KODEKS (PRAWNY) TEE kompatybilny względem regulacji UE	
Prawo elektryczne; głównie negatywne (uchwalone najpóźniej w okresie 2025 do 2027)	Prawo energetyczne; głównie pozytywne (modyfikowane i wygaszane w horyzoncie 2050)
z rozporządzeniami i ustawami pilotażowymi oraz innymi specjalistycznymi w pętach sprzężeń zwrotnych na trajektorii odporności elektroprosumenckiej	z rozporządzeniami i ustawami specjalistycznymi w pętach sprzężeń zwrotnych na trajektorii bezpieczeństwa energetycznego oraz kosztów osieroconych
pierwsza ustawa pilotażowa o ZWZ-KSE i rynkach technicznych (termin wejścia w życie: początek 2024)	ustawa o zakazie subsydiowania skrośnego na rynkach końcowych energii elektrycznej
ustawa o fakultatywnym transferze sieci dystrybucyjnych do JST – harmonogram wejścia ustawy w życie: nN – 2024; SN – 2026; 110 kV – 2030	ustawa o zakazie bezpośredniego finansowania przez państwo inwestycji energetycznych oraz udzielania gwarancji inwestorom prywatnym, przy dopuszczeniu takich gwarancji dla sektora użyteczności publicznej

Tab. 2.10. ciąg dalszy

DZIEDZINOWE RYNKI ELEKTROPROSUMERYZMU W TLE sześć dziedzinowych rynków elektroprosumeryzmu na trajektoriach elektroprosumeryzacyjnych (A→B)		
w Polsce są to potencjalnie rynki w około siedmiu milionach osłon kontrolnych (osłon elektroprosumenckich (dominujących), a ponadto osłon infrastrukturalnych w obrębie KSE i osłon wirtualnych rynków energii elektrycznej; sześć polskich rynków elektroprosumeryzmu na ich elektroprosumeryzacyjnych trajektoriach, w elektroprosumenckich osłonach kontrolnych, to: pasywizacja budownictwa, inaczej jego egzergetyzacja (1); elektryfikacja ciepłownictwa (2); elektryfikacja transportu (3); użytkowanie energii elektrycznej, elektrotechnologie, przemysł 4,0, GOZ (4); reelektryfikacja OZE (5); rolnictwo i hodowla (6)		
BUDOWA KOMPETENCJI ZA POMOCĄ SŁOWNIKÓW		
słownik elektroprosumeryzmu	słownik elektroprosumeryzacji gospodarki	słownik reformy DURE

- 53.4. Wymaganie prawnej kompatybilności prawa energetycznego (mającego status podporządkowanego) i Prawa elektrycznego (ustaw pilotażowych, lub jednej ustawy pilotażowej) jako prawa nadrzędnego jest punktem wyjścia do bezzwłocznego rozpoczęcia dyskusji o Kodeksie prawnym TEE.
- 53.5. Po wypracowaniu wstępnego stanowiska w sprawie projektu Kodeksu prawnego TEE następnym krokiem musi być przejście – z udziałem Unii Europejskiej – do analizy kompatybilności prawnej: regulacji unijnych i projektu Kodeksu prawnego TEE.

Problem 14: Potencjał przełomowych uproszczeń

[schodząca historyczna energetyka i wschodzący elektroprosumeryzm przed wielką racjonalizacją metod badawczych, wzorów, jednostek energii i wielkości pochodnych]

54. **Akt odwagi potrzebny jest natychmiast, decyzje o edukacji, kształceniu i budowie kompetencji nie mogą czekać.** W języku naukowym oznacza to: triplet schodzący historycznej energetyki skutecznie falsyfikować, a weryfikację wschodzącego tripletu monizmu elektrycznego (transformacji TEE i elektroprosumeryzmu) skutecznie przyspieszać. Trzeba przy tym pamiętać, że historyczna energetyka paliw kopalnych (łącznie z jądrową) jest zdominowana przez jej specyficzne metody i opisy, które zostały wytworzone w silnych, różnorodnych uwarunkowaniach trzech rewolucji przemysłowych i rewolucji cyfrowej. Uwarunkowaniach te wytworzył w ciągu ponad trzystu lat wielką złożoność energetyki paliw kopalnych, w tym energetyki jądrowej, bardzo podatną na grupy interesów z jednej strony i uległość nauki z drugiej.

- 54.1. W dziedzinie nauk ścisłych i przyrodniczych (obecnie takie dyscypliny jak, między innymi: informatyka, nauki biologiczne, chemiczne, fizyczne, o Ziemi i środowisku) oraz inżynieryjno-technicznych (między innymi dyscypliny: inżynieria środowiska, górnictwo i energetyka), jest to przede wszystkim złożoność termodynamiki technicznej oraz elektrotechniki stosowanej (będących działami fizyki), i oczywiście wszystkich dyscyplin spokrewnionych. Otóż nawet w tych dziedzinach nauka często abdykowała (i dalej abdykuje) na rzecz grup interesów, sprzeniewierzając się w dużym stopniu etosowi nauki.
- 54.2. Jeszcze gorzej jest w obszarze nauk humanistycznych (chodzi o dyscyplinę, którą jest filozofia) i przede wszystkim nauk społecznych (takie dyscypliny jak: ekonomia, nauki prawne i socjologiczne, psychologia, i inne). Mianowicie, na tym polu w przeszłości nauka praktycznie całkowicie abdykowała. To grupy interesów w podstawowym stopniu decydowały o stosowanych modelach ekonomicznych i hermetycznym opisie złożoności w poszczególnych sektorach energetycznych. Na przykład nauki ekonomiczne praktycznie nigdy nie włączyły wielkich obszarów historycznej energetyki, zwłaszcza elektroenergetyki, do przedmiotu swoich badań.
- 54.3. Cywilizacyjny wymiar monizmu elektryczny OZE otwiera drogę do nowego etapu racjonalizacji metod badawczych, wzorów i jednostek w energetyce – racjonalizacji wynikającej z transformacji energetyki. Należy spodziewać się, że coraz bardziej instytucjonalizujący się świat podejmie działania na rzecz takiej racjonalizacji. Będą to zapewne na jednym biegunie działania w postaci podobnej do tych, które zaowocowały utworzeniem w 1924 r. ponadnarodowej organizacji World Energy Council (WEC) i jej raportem *Energy for Tomorrow's World (the Realities, the Real Options and the Agenda for Achievement)*, 1993. Potrzebna obecnie organizacja mogłaby mieć nazwę World Electrical Monism Council (działania na rzecz stworzenia metody monizmu elektrycznego OZE i jej instytucjonalizacji „naukowej” i „administracyjnej” są oczywiście sprawą otwartą).
- 54.4. Na drugim biegunie mogą to być działania na rzecz wytworzenia minimalnego (a przynajmniej jakościowo racjonalnego) zbioru niezbędnych definicji. W kontekście ustrojowej reformy rynku energii elektrycznej szczególnie ważne są dobre definicje wielkości rynkowych; wyjątkowe znaczenie ma nowelizacja, pod kątem rynku wschodzącego 1, systemu definicji energii elektrycznej (i wielkości pochodnych), a także mocy elektrycznej. W kontekście samego monizmu elektrycznego OZE (za-

spakowania wszystkich usług energetycznych w tym systemie) ważna jest nowelizacja zaleceń dotyczących stosowania jednostek wielkości fizycznych, mianowicie idąca w kierunku bezwzględnego ograniczania odstępstw od stosowania układu SI (Międzynarodowy Układ Jednostek SI).

55. **Przemiany fazowe, bilanse energetyczne, osłony kontrolne.** Monizm elektryczny OZE redukuje przede wszystkim – w opisach biznesowych (w przekazach politycznych, w powszechnych przekazach społecznych) trzy rynki końcowe, mianowicie energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych do jednego – energii elektrycznej.

55.1. Pozwala też na radykalne uproszczenie opisów, które ma fundamentalne uwarunkowanie w postaci przejścia od „długich”, bardzo skomplikowanych termodynamicznych procesów przemian wielofazowych i procesów transportowo-magazynowych paliw kopalnych oraz przesyłowo-dystrybucyjnych energii elektrycznej do „krótkich”, bardzo prostych dwu- i trzyfazowych. Mianowicie, w energetyce węglowej, jądrowej, ropy naftowej, gazu ziemnego są to łańcuchy przemian obejmujące: wydobycie paliw i ich transport do miejsc przetwarzania; spalanie (ewentualnie reakcję jądrową), procesy cieplne i pracę mechaniczną, wytwarzanie energii elektrycznej; przesył na duże odległości oraz dystrybucję energii elektrycznej i paliw transportowych do miejsc ich użytkowania (wykorzystania). W monizmie elektrycznym OZE łańcuchy przemian są radykalnie skrócone. W wypadku prosumenckich źródeł PV występują dwie przemiany fazowe (energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną, a tej w potrzebną usługę energetyczną). W wypadku źródeł wiatrowych występują trzy podstawowe przemiany fazowe: energii wiatru w energię kinetyczną, energii kinetycznej w energię elektryczną, a tej w potrzebną usługę energetyczną.

55.2. Monizm elektryczny OZE pozwala uniknąć ogromnych strat bogactw naturalnych, którymi są paliwa kopalne. Straty te ujawnia rozwarcie między zasobami utraconymi (na przykład w wypadku węgla kamiennego zasoby utracone w złożu są w Polsce ponad 2-krotnie większe od zasobów wydobytych), rynkami energii pierwotnej (chemicznej), rynkami końcowymi energii i wreszcie rynkami energii użytecznej.

56. **Rodzaje energii i wielkości związane.** Jeszcze ważniejsze jest to, że monizm elektryczny pozwala radykalnie zredukować wielki zbiór różnorodnych rodzajów energii i wielkości związanych (takich jak: ciepło, energia

chemiczna, energia jądrowa, entropia, entalpia, ...), którymi trzeba się zajmować w historycznej energetyce (schodzącej). Mianowicie: w elektroprosumentyzmie jest to redukcja do energii elektrycznej produkowanej w źródłach OZE. Na trajektorii elektroprosumentyzacyjnej trzeba się oczywiście zajmować ciągle rozszerzonym zbiorem wielkości (energii i związanych), ale ważne jest, że na całej trajektorii TEE ($A \rightarrow B$) energia ta (elektryczna, produkowana w źródłach OZE) jest główną (praktycznie jedyną) wielkością napędową wszystkich procesów na każdym rynku dziedzinowym elektroprosumentyzmu, w każdej osłonie kontrolnej.

57. **Jednostki energii.** Układ SI, choć formalnie obowiązuje, to w energetyce, zwłaszcza w jej modelach biznesowych, jest powszechnie ignorowany (również w praktyce UE, w tym w dyrektywach i rozporządzeniach). Dzieje się tak ze względu na tradycję, ale przede wszystkim w celu podtrzymywania sektorowego opisu umożliwiającego „silosowy” rozwój (pogłębianie nieprzejrzystości biznesu); w wypadku unijnych dyrektyw i rozporządzeń przyczyn należy szukać w nieefektywności biurokratyzowanych instytucji w zakresie działań na rzecz nowych kompetencji oraz ich podatności na wpływy grup lobbystycznych).

57.1. W rezultacie tylko w wypadku energii (także pracy, ciepła, energii) można się doliczyć wielu jednostek głównych/podstawowych (inną sprawą są oczywiście jednostki wtórne, w tym wielokrotne i podwielokrotne) – stosowanych mniej lub bardziej powszechnie – uniemożliwiających łatwe porównania, które są niezbędne do podejmowania racjonalnych decyzji rynkowych (mikroekonomicznych), ale są także niezbędne w analizach makroekonomicznych.

57.2. Jednostki, to: niutonometr (jednostka SI), dżul (stosowana powszechnie w wypadku ciepła), watosekunda (energia elektryczna), cal (ciepło), BTU (British Thermal Unit), BOE (baryłka ropy umownej), t p.u. (tona węgla umownego), ale także m^3 (jednostka gazu ziemnego). W monizmie elektrycznym naturalną (jedyną) jednostką podstawową jest Ws; jej jednostki wtórne kWh i MWh zwiększają znacznie (do wymiaru powszechnego) możliwość prowadzenia analiz mikroekonomicznych na poziomie intuicyjnym, z kolei jednostka wtórna TWh zapewnia w praktyce duży poziom rozumienia intuicyjnego wyników analiz makroekonomicznych. Dodatkowo podkreśla się, że wat, naturalna (jedyna) jednostka mocy w monizmie elektrycznym, jest zarazem jednostką mocy w układzie SI.

Podręczny słownik zorientowany na doktrynę elektroprosumeryzmu

Trzy pierwsze hasła (nakazy) mają specjalne znaczenie w weryfikacji wschodzącego tripletu paradygmatycznego monizmu elektrycznego w koncepcji i doktrynie elektroprosumeryzmu (dlatego są wyłączone z rygoru porządku alfabetycznego).

Nowe hasła, potrzebne doktrynie elektroprosumeryzmu, a nie objęte zakresem słownika zamieszczonego w Białej Księdze [34] oznaczone są gwiazdką: ().*

W słowniku zamieszczona została także pewna (niewielka) część haseł z Białej Księgi [34], mianowicie tych, które wymagały rozszerzenia ze względu na konieczność ich dostosowania do wymagań doktryny.

Odrębną sprawą jest potrzeba krytycznej analizy: błędów poznawczych historycznej energetyki, opóźnienia poznawczego jej (historycznych) reform i nowych metod dezintegracji społecznej wycelowanych w transformację energetyczną ogólnie rozumianą, nie tylko TEE. Dalej, istnieje wielka potrzeba wejścia w głąb metod badawczych (opisu przemian fazowych, bilansów energetycznych, osłon kontrolnych), potrzeba racjonalizacji wzorów, a także potrzeba racjonalizacji systemów jednostek stosowanych w transformacji energetycznej. Zarówno metody, wzory, jak i jednostki domagają się historycznego uproszczenia, zgodnego z logiką tripletów paradygmatycznych: schodzącego historycznej energetyki (falsyfikowanego) i wschodzącego TEE (weryfikowanego), w całej przestrzeni i na całej trajektorii czasowej elektroprosumeryzacji. Taka krytyczna analiza jest wspólna (dla koncepcji, białej księgi i doktryny). A ponieważ jest zamieszczona (w wersji wywoławczej) w Białej Księdze [34], to tu nie została już powtórzona.

Wykaz pojęć ukierunkowanych na potrzeby doktryny elektroprosumeryzmu

1. (*) **elektroprosumeryzacja i nakaz moralny**: jedność elektroprosumeryzacji (jako transformacji energetycznej przybierającej już realnie wymiar geopolityczny) i nakazu moralnego nadaje elektroprosumeryzmowi status uniwersum uprawniającego je (to uniwersum) do bardzo daleko idącego roszczenia. Mianowicie: roszczenia do roli fundamentu nowego ładu ustrojowego Południe-Północ. Tego ładu, który wraz z zakończeniem elektroprosumeryzacji – stanowiącej następstwo trzech rewolucji przemysłowych i cyfrowej – ma szansę zastąpić ład po postoświeceniowy. I w ten sposób świat wejdzie na drogę nowego humanistycznego – po postoświeceniowego – otwarcia, wymagającego społecznego bogactwa naturalnego w postaci nadzwyczajnych walo-

rów elit społecznych i wybitnych jednostek w tych elitach oraz zbudowanych na nich społeczeństwach zdolnych równoważyć wolność i odpowiedzialność.

2. **(*) egzergetyzacja i nakaz środowiskowo-klimatyczny:** egzergetyzacja będąca nakazem na wszystkich rynkach końcowych energii WEK PK-OZE oraz na wszystkich dziedzinowych rynkach elektroprosumeryzmu (obejmujących ich egzergetyzację procesową z kompatybilnymi względem niej – czyli egzergetyzacji procesowej – magazynami egzergii) zapewnia maksymalizację egzergii, czyli minimalizację entropii: przy zadanym, satysfakcjonującym (w kategoriach umowy społecznej) poziomie dobrostanów: społecznego i jednostki. Dobrostanów równoważących na każdej osłonie elektroprosumenciej, ale też na każdym poziomie pomocniczości (subsydiarności) roszczenia i zasługi: elektroprosumentów oraz zróżnicowanych społeczności w przestrzeniach międzyludzkich, i całych ekosystemów. Tą drogą dochodzi się do strategicznej efektywności środowiskowo-klimatycznej elektroprosumeryzmu.
3. **(*) wirtualizacja i nakaz ekonomiczny:** wirtualizacja jako nakaz stosowania zasady ZWZ KSE, przekłada się w procesach autonomizacji osłon kontrolnych OK względem KSE w trybie on/off grid na wymagalność kompatybilności regulacji częstotliwościowej oraz sekundowego bilansowania energii na rynkach technicznych rynków energii elektrycznej: schodzącego (jednego, spójnego topologicznie) i wschodzących (rozproszonych, wirtualnych), odpowiednio. W konsekwencji przekłada się na redukcję rynków sieciowych i sieci elektroenergetycznych. Te ostatnie cechują się najdotkliwszym kosztem (ekonomicznym) egzergii; jego redukcja przekłada się bezpośrednio na efektywną obniżkę kosztu długoterminowego rozwoju infrastruktury technicznej rynków wschodzących energii elektrycznej. Na tej drodze dochodzi się do unifikacji kosztów krańcowych długoterminowych rozwoju infrastruktury technicznej oraz krótkoterminowych bilansowania (ograniczeń sieciowych) na rynkach RCR. Konsekwencją jest optymalizacja rozwoju całej infrastruktury (wytwórczej, sieciowej, magazynowej i użytkowania energii elektrycznej OZE) na rynkach wschodzących energii elektrycznej oraz minimalizacja kosztów zaopatrzenia całej gospodarki w egzergię. To właśnie oznacza strategiczną efektywność ekonomiczną elektroprosumeryzmu.
4. **(*) bezpieczeństwo energetyczne fiducjarne:** bezpieczeństwo nie mające pokrycia w jego realnej rynkowej wartości odpowiadającej aktualnym realiom społeczno-politycznym, technologiczno-ekonomicznym oraz środowiskowo-klimatycznym i generalnie bieżącej geopolityce. Mające natomiast źródło w prawnie dekretowanym na poziomie państw narodowych (i Unii Europejskiej) nieracjonalnym już (nadmiernym) zakresie państwowego/unijnego

monopolu regulacyjnego (i rządowej/unijnej polityki energetycznej). (Wprowadzone do słownika kanonicznego elektroprosumeryzmu pojęcie bezpieczeństwa energetycznego fiducjarnego ma odniesienie w historycznym pojęciu pieniądza fiducjarnego, a inaczej w mechanizmie Mandrake'a oznaczającym ogólnie pieniądz inwestycyjny nie mający pokrycia. W energetyce jest to pieniądz wydany na materialne inwestycje powodujące koszty osierocone, czyli pieniądz nie mający pokrycia we wzroście bezpieczeństwa energetycznego, czyli taki, którego wydanie nie ma żadnego racjonalnego uzasadnienia).

5. **błędy poznawcze (dotychczasowej) wielkoskalowej energetyki korporacyjnej paliw kopalnych, energetyki wodnej (OZE) i energetyki jądrowej (WEK-PK/OZE⁴/EJ), alternatywnie energetyki historycznej:** są to błędy metodologiczne ukształtowane w wyniku utrzymujących się jeszcze paradygmatów naukowych w tej energetyce, chociaż zepchniętych już do strefy bifurkacji. W szczególności schodzącego tripletu paradygmatycznego historycznej energetyki, nie sfalsyfikowanego dotychczas w wystarczającym stopniu. Na triplet składają się paradygmaty: wzrostu (i skali); monopolu naturalnego, czyli sieciowego (i regulacyjnego); oraz polityki energetycznej (i bezpieczeństwa energetycznego). Najcięższe z błędów poznawczych są związane z niezrozumieniem roli rewolucji WWW (World Wide Web (dosł. Ogólnoświatowa Sieć) jako faktu (czynnika), który zdecydował, że transformacja energetyczna do elektroprosumeryzmu jest już nieodwracalna. W sferze techniki błędy poznawcze są wynikiem opóźnienia poznawczego rewolucji cyfrowej w całości (rewolucja WWW jest specyficzną częścią całej rewolucji cyfrowej, częścią która w skali globalnej zrewolucjonizowała procesy społeczne). Masowymi błędami poznawczymi są błędy w sferze ekonomii. Do praktyki przeniosły się wraz z interesami tripletu GSTA, przede wszystkim w postaci nieracjonalnych (stale zawyżanych) prognoz zapotrzebowania energetycznego oraz dławienia konkurencji na rynkach energii, zwłaszcza elektrycznej za pomocą regulacji (ograniczającej rozwój rynków wirtualnych). Koncepcja TEE ma bardzo duży potencjał falsyfikacji wiedzy (coraz bardziej już historycznej), na której jest zbudowana metodologia historycznej energetyki – czyli ma też duży potencjał redukcji jej (metodologii) błędów poznawczych – na gruncie teorii Struktury rewolucji

⁴Nie można zapominać, że udział energetyki wodnej w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną na początku minionej dekady wynosił na świecie około 15%. Wtedy energetyka wiatrowa, a PV w szczególności jeszcze się nie liczyły. Obecnie natomiast z tymi dwoma technologiami utożsamiamy często całą energetykę OZE, co jest wielkim błędem poznawczym. Bo trzeba pamiętać, że choć udział energetyki wiatrowej i PV w obecnej światowej produkcji energii elektrycznej rośnie niezwykle dynamicznie, to osiągnął dopiero poziom wynoszący około 7%.

naukowych [Thomas Kuhn] oraz Logiki odkryć naukowych [Karl Popper]. Oczywiście, podstawy tego potencjału są nierozzerwalnie związane z rozwojem technologicznym. Trzeba jednak pamiętać też o złych skutkach rewolucji cyfrowej w sferze społecznej i potrzebie poradzenia sobie z nimi. W tym kontekście elektroprosumeryzm, unifikujący wymiary społeczno-polityczny, technologiczno-gospodarczy oraz środowiskowo-klimatyczny jest właściwym rozwiązaniem.

6. **certyfikacja elektroprosumencka negatywna**: praw nabytych w procesie elektroprosumeryzacji na rynku wschodzącym 1 energii elektrycznej, potwierdzonych przez ten certyfikat elektroprosument nie może być (co do zasady) pozbawiony. W efekcie certyfikat stanowi dla elektroprosumenta trwałą (silną) podstawę analizy odporności kryzysowej w jego osłonie OK na trajektorii $A \rightarrow B$ i zarządzania nią w pętlach sprzężeń zwrotnych, pozytywnych i negatywnych.
7. **certyfikacja elektroprosumeryzacyjna pozytywna**: prawa nabyte w procesie elektroprosumeryzacji przez elektroprosumenta na rynku wschodzącym 2 energii elektrycznej potwierdzone przez pozytywny certyfikat mają charakter warunkowy i jako takie wygasają po wyczerpaniu się warunków (w trybie zmiany prawa pozytywnego przysługującego władzy). Stosownie do tego certyfikacja pozytywna ma ograniczone znaczenie dla elektroprosumenta w jego analizie i w projektowaniu własnej kryzysowej odporności elektroprosumenckiej.
8. **certyfikator elektroprosumeryzacji, elektroprosumeryzmu (CEP)**: certyfikator autoryzowany przez wschodzący Urząd Rozwoju Elektroprosumeryzmu (nie-URE) funkcjonujący we wschodzących domenach rynku 1 energii elektrycznej i Prawa elektrycznego), współlistniejący ze schodzącym Urzędem Regulacji Energetyki (URE) funkcjonującym w domenach wszystkich schodzących rynków energetyki WEK-PK i schodzącego Prawa energetycznego). Certyfikator CEP wpisany jest do rejestru certyfikatorów (prowadzonego przez nie-URE i ma uprawnienia do przyznawania certyfikatów: tylko negatywnych, lub tylko pozytywnych (nie ma uprawnień do wydawania obydwóch uprawnień).
9. (*) **globalna siłowa triada antydemokratyczna (GSTA)**: procesowa triada ukształtowana w wyniku (pod wpływem) działania rewolucji WWW i zakończenia zimnej wojny, ukierunkowana na kontynuację wzrostu znaczenia korporacji i systemów oligarchicznych – zwłaszcza z obszaru historycznej

energetyki – wspieranych przez polityków bezpośrednio (albo przynajmniej z ich przyzwoleniem), zagrażająca demokracji.

10. **egzergetyzacja budownictwa**: wykorzystanie egzergii surowców nie będących paliwami kopalnymi (w tym jądrowymi) do realizacji (w trybie ciągłym) pracy użytecznej, czyli w tym wypadku zapewniającej komfort środowiskowy budynku (od mieszkalnego, aż po przemysłowy). To oznacza, że egzergetyzacja budownictwa jest naturalnym (i niezwykle efektywnym) opisem unifikującym wcześniejszą termomodernizację (potem pasywizację) budownictwa z energetyką paliw kopalnych – i mającą w niej (w tej energetyce) centralne miejsce – drugą zasadą termodynamiki, a więc i z entropią.
11. **(*) entropizacja PURE (pierwsza ustrojowa reforma elektroenergetyki)**: hipoteza o cofnięciu polskiej elektroenergetyki na trajektorię wzrostu entropii przekraczającej poziom przedreformacyjny (socjalistyczny).
12. **opóźnienie poznawcze transformacji energetycznej, w tym w szczególności koncepcji TEE**: statystyczne czasowe opóźnienie znajomości wiedzy o transformacji energetycznej w ogóle, oraz – w Polsce – w szczególności wiedzy o koncepcji TEE; przy tym znajomości określonej odrębnie dla czterech „instytucji” – o zróżnicowanym profilu zaangażowania w transformację – którymi są: uniwersytet (nauka); rząd (politycy); samorząd (działacze i społeczność lokalna), społeczeństwo (wszyscy odbiorcy/nabywcy i użytkownicy energii oraz elektroprosumenci na swoich trajektoriach elektroprosumeryzacji).
13. **osłona kontrolna**: cztery rodzaje osłon kontrolnych tworzących cztery zbiory (grupy) mają szczególne znaczenie z punktu widzenia zrozumienia złożoności transformacji TEE, ale też prostoty po jej redukcji za ich (osłon kontrolnych) pomocą. Pierwszą jest podmiotowa osłona elektroprosumencka [OK(EP)]: takich osłon w Polsce około 7 mln. Drugą jest infrastrukturalna (techniczna/technologiczna) osłona wirtualnego systemu elektrycznego [OK(WSE)] w spójnym topologicznie środowisku KSE (w Polsce), a ogólnie w systemie elektroenergetycznym (SEE) osiagającym nawet zasięg kontynentalny, co ma miejsce w wypadku Europy. Trzecią i czwartą są przedmiotowo-podmiotowe osłony terytorialne: w Polsce około 2,5 tys. osłon samorządowych [OK(JST)] oraz jedna osłona krajowa/państwowa [OK(PL)]. Zarówno w kontekście koncepcji jak i doktryny TEE elektroprosumencką osłonę kontrolną trzeba utożsamiać w dużym stopniu z osłoną kontrolną przepływów termodynamicznych (substancji, energii i egzergii). Jednak nie mniej ważne, a nawet ważniejsze,

jest jej wykorzystanie w roli umyślonej granicy między dynamicznym środowiskiem endogenicznym TEE na całej jej trajektorii A→B w każdej osłonie kontrolnej OK (w szczególności jednak w osłonach makroskopowych) i rozległym otoczeniu egzogenicznym osłon (w szczególności obejmującym bezpieczeństwo narodowe i bezpieczeństwo cyfrowe; bezpieczeństwo żywnościowe jest w dużym stopniu środowiskiem wewnętrznym elektroprosumeryzmu, stanowi jego szósty rynek dziedziny).

14. **prawo elektryczne**: nowe (wschodzące) Prawo elektryczne jest częścią Kodeksu prawnego transformacji energetycznej. Jego ustanowienie (w perspektywie 2025-2027) poprzedza wcześniej uchwalona (2024) ustawa pilotażowa do Prawa elektrycznego, mianowicie ustawa o zasadzie współużytkowania zasobów KSE (jest to ustawa ZWZ-KSE). Prawo elektryczne jest dedykowane elektroprosumeryzacji, czyli transformacji TEE (z horyzontem realizacji 2050).

Bibliografia

Niewystarczające – ograniczające się do innowacji przyrostowych – początki reform historycznej energetyki (WEK PK-W/OZE-EJ) w latach osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych XX wieku

1. Nehrebecki L. (red.), *Historia Elektryki Polskiej. Elektroenergetyka*, Stowarzyszenie Elektryków Polskich, WNT, Warszawa, **1992**.
2. Hyman L., *America's Electric Utilities: Past, Present and Future*, Fourth Edition, Public Utilities Reports, Inc. Fourth Edition, May **1992**.
3. Henney A., *A Study of the Privatisation of the Electricity Industry in England and Wales*, EEE Limited, London, **1994**.
4. *Energy for Tomorrow's World – the Realities, the Real Options and the Agenda for Achievement*, World Energy Council - WEC COMMISSION, St. Martin's Press, **1993**.

Torowanie przełomowych koncepcji w polskiej energetyce [Popczyk J., publikacje z okresu 1995-2011]

5. Popczyk J., *Jak myśleć o energii: cz. 1. Ameryka wygrywa konkurencję w XXI wieku, cz. 2. A co w Polsce?*, Rzeczpospolita, Nr 186 (4139) i 190 (4143), Warszawa, 11 i 18 sierpnia **1995** r., odpowiednio.

6. Popczyk J., *Szok przyszłości w doświadczeniu elektroenergetyków*, Rozdział 1, Problemy systemów elektroenergetycznych, Polska Akademia Nauk, Komitet Elektrotechniki, Sekcja Systemów Elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, **2002**.
7. Popczyk J. (red.), Siwy E., Żmuda K., Korab R., Kocot H., *Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice **2009**.
8. Popczyk J., *Postprzemysłowa energetyka – piąta fala innowacyjności*, Wykład Inauguracyjny – 65 Inauguracja Roku Akademickiego w Politechnice Śląskiej, Gliwice, październik **2009**.
9. Popczyk J., *Energetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*, Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa, **2011**.
10. Popczyk J., *Synergetyka*, Przegląd Elektrotechniczny, **2011**.

Revolucja komputerowa, nowe koncepcje społeczne, przyspieszenie przemówowych badań naukowych

11. Isaacson W., *Innowatorzy*, rozdz. 2 do 10, Insignis, Kraków, **2016**.
12. Toffler A., *Trzecia fala*, Państwowy Instytut Wydawniczy (biblioteka myśli współczesnej), Warszawa, **1985**.
13. Rifkin J., *Trzecia rewolucja przemysłowa*. Wydawnictwo Sonia Draga, Katowice, **2012**.
14. Coveney P., Highfield R., *Granice złożoności. Poszukiwanie porządku w chaotycznym świecie. Na ścieżkach nauki*, Pruszyński i S-ka, Warszawa, **1997**.
15. Kahneman D., *Pułapki myślenia. O myśleniu szybkim i wolnym*, Media Rodzina, **2012**.
16. Bobińska K., *Od niekontrolowanej globalizacji do zinstytucjonalizowanej gospodarki światowej*, Instytut Nauk Ekonomicznych PAN, Wydawnictwo Key Text, Warszawa, **2009**.
17. Szargut J., *Termodynamika techniczna*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, **2011**.

18. Stanek W., *Analiza energetyczna w teorii i praktyce*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej (Monografie), Gliwice, **2016**.

Koniec zimnej wojny, początek przełomowej rewolucji WWW (World Wide Web, dosł. Sieć Ogólnoświatowa)

19. Greta M., Kowalski J., *Doktryny zjednoczeniowe ojców Europy wielkie marki - tożsamość i wizerunek. Implementacja doktryn w unijnym wieloszczeblowym zarządzaniu na przykładzie euroregionów*, Monografie Politechniki Łódzkiej, Łódź, **2023**.
20. Isaacson W., *WWW*, rozdz. 12, Innowatorzy, Insignis, Kraków, **2016**.
21. Friedman G., *Następna dekada. Gdzie byliśmy i dokąd zmierzamy*, Wydawnictwo Literackie, **2012**.

Koncepcja transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu (TEE) i historyczne próby definiowania polskiej doktryny energetycznej

22. Popczyk J., Piśmiennictwo składające na koncepcję TEE (transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu), ponad 60 artykułów oraz raportów autorskich i około 20 współautorskich, **2017-2023** (krótki opis piśmiennictwa w przypisie 1).
23. Piśmiennictwo dotyczące doktryny energetycznej (krótki opis piśmiennictwa znajduje się w przypisie 2).
24. Popczyk J., *Co oznacza inteligentna infrastruktura w cywilizacyjnej transformacji energetyki i gdzie jest jej miejsce*, Artykuł w Smart Grid – Inteligentne sieci, World Energy Council - Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej, Warszawa, **2018**.

Niepokój i nadzieja: ku nowemu łaadowi ustrojowemu

25. Griffin E.G., *Finansowy potwór z Jekyll Island*, Prawdziwa historia Rezerwy Federalnej, Wydawnictwo Wektory, Wrocław, **2012**.
26. Rickards J., *Śmierć pieniądza. Nadchodzi upadek Międzynarodowego systemu walutowego*, Wydawnictwo HELION, Gliwice, **2015**.
27. Pinker S., *Enlightenment NOW. The Case for Reason, Science, Humanism and Progress*, Allen Lane USA, UK, **2018**.

28. Harari Y., *21 lekcji na XXI wiek*, Wydawnictwo Literackie, **2021**.

(Transformacja) TEE w procesie zaawansowanej weryfikacji

29. Jacobson M., Krauland A., Coughlin S., Dukas E., Nelson A., Palmer F., Rasmussen K., *Low-cost solutions to global warming, air pollution, and energy insecurity for 145 countries*, Energy & Environmental Science, Paper, View Article Online, czerwiec **2022**.

30. Wey R., Matthew C. Ives, Mealy P., Doyne Farmer J., *Empirically grounded technology forecasts and the energy transition*. Joule-CelPres Open Access, sierpień **2022**.

31. Jacobson M., *No Miracles Needed. How Today's Technology Can Save Our Climate and Clean Our Air*, Cambridge University Press, **2023**.

32. Plis P., *Model energetyczny dla m.st. Warszawy w perspektywie 2050 roku – techniczne aspekty modelu opartego na koncepcji elektroprosumeryzmu*, Energetyka 2, Biuletyn Naukowo-Techniczny ENERGOPOMIARU, 1(281), **2024**.

Kolejny etap (2024 rok) testowania (na nowo) alternatywnych wariantów transformacji energetycznej (falsyfikacji i weryfikacji tripletów paradygmatycznych, odpowiednio: schodzącego historycznej energetyki – w tym jądrowej – i wschodzącego elektroprosumeryzmu)

33. *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034*, Dokument główny, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, marzec **2024**.

34. Popczyk J., *Biała Księga transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu*, Kancelaria Senatu, Centrum Informacyjne Senatu, Dział Wydawniczy, Warszawa, marzec **2024**.

Rozdział 3

Odbiorca przemysłowy – aktywny interesariusz procesu transformacji energetycznej

Henryk Kaliś

Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu
Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii

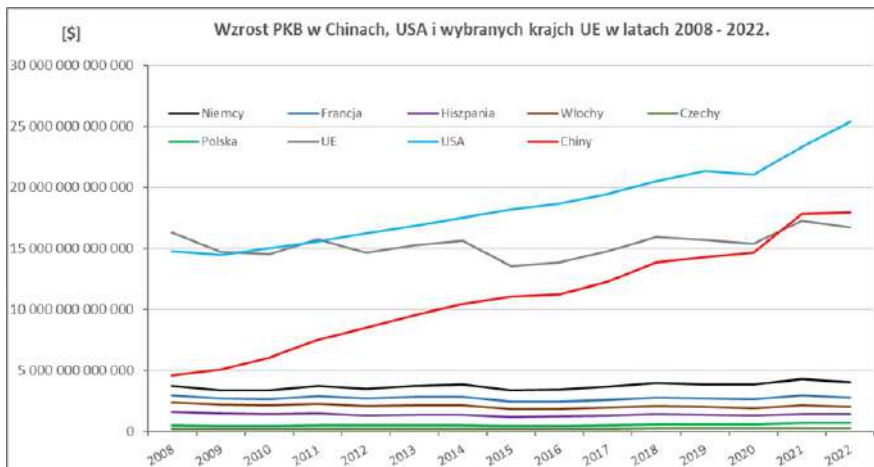
Obszar UE, jako miejsce prowadzenia i rozwoju działalności gospodarczej, systematycznie traci swoje atuty. Wysokie koszty pracy, uzależnienie od importu surowców energetycznych, oderwana od realiów światowej gospodarki polityka klimatyczna, a w konsekwencji wysokie ceny i koszty energii elektrycznej powodują, że UE, jako obszar gospodarczy, traci swoją konkurencyjność.

Polska wchodząc do UE w 2004 r., miała do zaoferowania inwestorom tanią energię i niskie koszty pracy. Na dzień dzisiejszy mamy najwyższe ceny energii elektrycznej w UE i wysoki koszt wydobycia węgla kamiennego podnoszący wycenę energii, i koszty pracy na poziomie europejskim.

W efekcie, w ciągu ostatnich lat, wzrost gospodarczy na obszarze UE został zatrzymany, a przyrost PKB za ostatnie 15 lat wyniósł zaledwie 2,8%. W tym okresie gospodarka niemiecka wzrosła o 9%, ale dużo silniejsze od polskiej, gospodarki takich krajów jak Francja, Wochy czy Hiszpania, odnotowały ujemny przyrost PKB.

Zmiana PKB w okresie ostatnich 15 lat wyniosła: we Francji - 5%, w Hiszpanii - 13% i we Włoszech - 15%.

Polska pozytywnie się wyróżnia na tle w/w krajów - odnotowała w tym okresie wzrost PKB o 29%. W tym czasie PKB Stanów Zjednoczonych wzrósł o 72%, Chin o 291%, a Indii o 185%.



Rys. 3.1. Wzrost PKB w Chinach, USA, UE-27 i wybranych krajach UE w latach 2008-2022

Tab. 3.1. Zmiany wielkości PKB w Chinach, USA, UE-27 i wybranych krajach UE w latach 2008-2022

	2008 r.	2022 r.	Lata 2022/2008 [%]
Niemcy	3 745 264 093 617	4 082 469 490 798	9,0%
Francja	2 930 303 780 828	2 779 092 236 506	-5,2%
Hiszpania	1 631 863 493 552	1 417 800 466 263	-13,1%
Włochy	2 408 655 348 719	2 049 737 165 408	-14,9%
Czechy	236 816 485 763	290 527 550 627	22,7%
Polska	533 599 779 516	688 125 010 521	29,0%
UE	16 295 383 915 395	16 746 223 630 459	2,8%
Indie	1 198 895 139 015	3 416 645 826 053	185,0%
USA	14 769 857 911 000	25 439 700 000 000	72,2%
Chiny	4 594 336 785 752	17 963 171 479 205	291,0%

Zarówno europejski jak i polski przemysł, znajdują się w fazie recesji, co wyklucza możliwość płacenia przez zakłady produkcyjne wysokich rachunków za paliwa i energię elektryczną.

Tymczasem w krajach UE upowszechnia się opinię, iż okres niekontrolowanych zmian cen paliw i energii już minął. Pomija się fakt, iż na dzień dzisiejszy ceny te są dwukrotnie wyższe, niż przed agresją Rosji na Ukrainę. Na wysokich poziomach notowane są kontrakty terminowe, z uwagi na ryzyko związane z podejmowaniem długoterminowych zobowiązań, dużą zmiennością cen paliw i uprawnień do emisji CO₂, oraz postępującą, w europejskiej gospodarce recesją.

Przemysłowym odbiorcom energii we Francji, przyjazne warunki dla kontynuowania działalności produkcyjnej ma zapewnić umowa zawarta pomiędzy rządem a Électricité de France (EDF). Dotyczy ona energii produkowanej w reaktorach jądrowych, zarówno istniejących, jak i budowanych. Umowa ta gwarantuje średnią cenę energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach jądrowych na poziomie 70 €/MWh przez 15 lat, począwszy od roku 2026 r. Celem francuskiego rządu jest ukształtowanie krajowego miksu energetycznego tak, by zapewnić globalną konkurencyjność francuskiej gospodarce. Jego przedstawiciele, uzasadniają podpisanie Umowy z EDF porozumieniem zawartym na szczeblu europejskim, które umożliwi wyłączenie z mechanizmu ustalania cen na rynkach hurtowych (merit order) energii elektrycznej produkowanej z paliw kopalnych. Wprowadzenie podobnego rozwiązania od lat proponują odbiorcy przemysłowi w Polsce.

Na dzień dzisiejszy dostęp do energii jądrowej we Francji odbiorcy energii elektrycznej uzyskują za pośrednictwem mechanizmu Accès Régulé à l'Electricité Nucleaire Historique (ARENH). Został on wprowadzony 7 grudnia 2010 r., a funkcjonuje od 1 lipca 2011 r. Program ten umożliwia do końca 2025 r., niezależnym od EDF spółkom obrotu, dostęp do energii elektrycznej wytwarzanej przez elektrownie jądrowe zlokalizowane na terytorium kraju i oddane do użytku przed 8 grudnia 2010 r., po cenie regulowanej (aktualnie wynosi ona 42€/MWh). Wolumeny energii elektrycznej dostępne w ramach ARENH dla alternatywnych dostawców, początkowo nie przekroczyły 100 TWh w skali roku, tj. ok. 25% produkcji elektrowni jądrowych. 13 stycznia 2022 r. francuski rząd arbitralnie podjął decyzję o zwiększeniu tego wolumenu o 20 TWh, do 120 TWh rocznie.

Obecnie mechanizm ten umożliwia skuteczne obniżanie cen energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom przemysłowym, a jej ilość nabyta w ramach umowy między Konsorcjum utworzonym przez duże energochłonne przedsiębiorstwa przemysłowe a EDF, pomniejsza wolumen energii dystrybuowanej w ramach mechanizmu ARENH.

Z kolei **Niemcy** jako kraj, zamierzają stać się przyjaznym miejscem dla lokalizacji biznesowych. Właśnie w tym celu Rząd Federalny odciążył przemysł z kosztów związanych z energią elektryczną, konsekwentnie wspiera rozwój odnawialnych źródeł energii i sieci energetycznych, oraz tworzy warunki dla utrzymania rentow-

ności i konkurencyjności każdej formy działalności gospodarczej, od MŚP po duże korporacje.

Kancelarz Olaf Scholz, federalny minister gospodarki i energii dr Robert Habeck, oraz federalny minister finansów Christian Lindner uzgodnili wprowadzenie pakietu dodatkowych ulg dla firm prowadzących działalność produkcyjną w Niemczech. Będzie on obowiązywał przez najbliższe pięć lat. Skorzystają z niego w szczególności przedsiębiorstwa stosujące energochłonne technologie produkcji.

Na pakiet ten składa się:

- obniżenie podatku od energii elektrycznej na lata 2024 do 2028,
- nowelizacja systemu rekompensat kosztów emisji pośrednich, poprzez
 - usunięcie zasady, że pierwsza GWh nie podlega rekompensacie,
 - likwidację kwoty podstawowej w wysokości 5 €/tonę CO₂, w odniesieniu do całego zużycia energii elektrycznej w instalacji,
- stabilizacja opłat za przesył i dystrybucję z budżetem 5,5 miliarda €/rok.

Hiszpania, dekretem królewskim z 13 maja 2022 r., ustanowiła mechanizm obniżenia ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym, wprowadzając administracyjnie limit ceny gazu ziemnego zużywanego w produkcji energii elektrycznej. Przez pierwszych sześć miesięcy wynosił on 40 EUR/MWh. W ten sposób cena energii elektrycznej na rynku hurtowym przestała zależeć od cen gazu ziemnego i jego wahań.

Rozwiązanie to zaakceptowała Komisja Europejska, która w komunikacie z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie bezpieczeństwa dostaw i przystępnych cen energii dopuszcza możliwość ustanowienia limitów cen paliw kopalnych dla wytwórców energii elektrycznej.

Zagrożenia dla europejskiego przemysłu ze strony gospodarki USA

W sierpniu 2022 roku Prezydent USA, Joe Biden podpisał Ustawę Inflation Reduction Act (IRA), na którą składają się trzy elementy:

1. reforma podatkowa,
2. reforma opieki zdrowotnej,
3. zmiany w regulacjach dotyczących energii i klimatu.

Celem Ustawy jest ożywienie amerykańskiej gospodarki, a środkiem olbrzymi poziom środków finansowych. Tylko na rozwój odnawialnych źródeł energii i niskoemisyjnych technologii Administracja Prezydenta Joe Bidena zamierza wydać

około 369 mld. \$, które zostaną wykorzystane na dotacje, kredyty i ulgi podatkowe dla firm lokujących swoją działalność w USA. Oznacza to, że firmy te będą mogły otrzymać wsparcie ze strony państwa na produkcję związaną z czystą energią, a europejscy producenci czystych technologii, kuszeni atrakcyjnymi subsydiami i niższymi kosztami energii, mogą decydować się na relokację swojej działalności do Stanów Zjednoczonych.

Oferta USA dla europejskiego przemysłu obejmuje między innymi:

- ulgi podatkowe na inwestycje związane z rozbudową oraz tworzeniem nowych zakładów zajmujących się produkcją związaną z czystą energią,
- ulgi podatkowe na produkcję komponentów do paneli fotowoltaicznych, turbin wiatrowych, falowników, oraz bateriach do samochodów elektrycznych,
- dotacje w wysokości 250 mln \$ na produkcję pomp ciepła,
- dotacje w wysokości 5,8 mld \$ dla przemysłu energochłonnego, na budowę instalacji technologicznych zmniejszających emisje gazów cieplarnianych.

Zachęty te mogą wpłynąć na osłabienie tempa rozwoju zielonych technologii w Europie.

Odpowiedź UE na IRA

16 marca 2023 r. UE ogłosiła Net-Zero Industry Act, który ma umożliwić szybszy rozwój czystych technologii w Europie poprzez wprowadzenie wymogu, by do 2030 roku UE wytwarzała co najmniej 40% urządzeń i instalacji, niezbędnych do osiągnięcia celów klimatycznych i energetycznych.

Do czystych technologii, dla których ma zastosowanie przyspieszony proces wydawania pozwoleń i zwiększony dostęp do finansowania należą: energia słoneczna i wiatrowa, baterie i magazyny energii, pompy ciepła, energia geotermalna, elektrolizery, ogniwa paliwowe, biogaz, sekwestracja dwutlenku węgla oraz technologie sieciowe.

Opisane powyżej działania rządów Francji i Niemiec i Hiszpanii mają na celu zachowanie konkurencyjności narodowych gospodarek w stosunku do gospodarki USA.

Jeśli jednak najbogatsze kraje UE zaczną indywidualnie wspierać swój przemysł jasnym jest, że bez wprowadzenia podobnych rozwiązań w Polsce kontynuowanie produkcji przemysłowej nie będzie możliwe.

Tymczasem konieczność prowadzenia przez energochłonne branże europejskiego przemysłu działalności produkcyjnej na zasadach ukształ-

towanych przez systemu EU ETS, powoduje drastyczne obniżenie ich konkurencyjności.

Obowiązujące przepisy przewidują limity emisji gazów cieplarnianych w przemyśle, (ETS1) dążące do zera w 2039 roku. Przy braku możliwości dokonania w tym czasie pełnej dekarbonizacji sektorów przemysłowych, uniemożliwi to im kontynuowanie produkcji.

Funkcjonowanie systemu EU ETS ulega znaczącym przekształceniom pod wpływem prowadzonej na szczeblu unijnym polityki klimatyczno-energetycznej. Ostatnia rewizja systemu EU ETS, wprowadzona dyrektywą 2023/959, przyczyni się do zmniejszenia liczby EUA w całej UE, zwiększenia liczby uprawnień do emisji niezbędnych do zakupu przez instalacje przemysłowe, a także dalszego, istotnego wzrostu ich cen.

Dodatkowo należy zwrócić uwagę na długofalowe wyzwania i zagrożenia, jakie będzie generował EU ETS dla funkcjonowania całego europejskiego przemysłu po 2039 r. Nastąpi wtedy zatrzymanie dopływu nowych uprawnień do emisji CO₂ na rynek unijny, ale utrzymany zostanie obowiązek ich rozliczania!

W związku z powyższym postulujemy podjęcie pilnych działań zmierzających do wypracowania niezbędnych energochłonnym branżom europejskiego przemysłu, regulacyjnych mechanizmów osłonowych, a także długoterminowo pilne ustalenie rozwiązania umożliwiającego zakładom energochłonnym wykonywanie obowiązku umorzenia uprawnień.

Całkowita dekarbonizacja przemysłu do 2039 r. nie jest możliwa, natomiast przewidywany gwałtowny wzrost cen uprawnień do emisji CO₂, spowoduje nie tylko znaczący wzrost kosztów produkcji przemysłowej, zmniejszenie jej rentowności i utratę globalnej konkurencyjności, lecz także wprost zwiększy ryzyko bankructwa większości firm zmuszonych do pokrywania kosztów emisji na obecnych zasadach.

Przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej oczekują wprowadzenia spójnych ram funkcjonowania systemu ETS po 2030 roku, tak by było możliwe utrzymanie międzynarodowej konkurencyjności polskich zakładów przemysłowych, oraz uwzględnienie fizycznych możliwości uzyskania określonych poziomów redukcji emisji. Jednak przede wszystkim niezbędne jest **wprowadzenie mechanizmów finansowania procesów dekarbonizacji energochłonnym branż polskiego przemysłu.**

Dla zakładów przemysłowych, które stosują emisyjne technologie produkcji, dla których nie są znane bezemisyjne alternatywy, jedyną szansą na kontynuowanie produkcji po 2050 r. będzie usunięcie barier w rozwoju technologii wychwytywania, transportowania i magazynowania CO₂ poprzez:

- stworzenie Krajowej Strategii CCS, która powinna obejmować różne branże przemysłowe emitujące CO₂ oraz planować lokalizację sieci rurociągów do transportu wychwyconego CO₂,
- pilną nowelizację Prawa Energetycznego, pragniemy podkreślić, że nowelizacja Prawa Górniczego i Geologicznego, choć zapewniła możliwość stosowania CCS w Polsce, nie daje wystarczających podstaw dla budowy infrastruktury do transportu i magazynowania CO₂ na lądzie,
- wyznaczenie krajowego operatora systemu transportu i magazynowania CO₂,
- zapewnienie możliwości składowania CO₂ pochodzącego z przemysłu, gdy nie pochodzi on ze spalania, lecz jest produktem ubocznym procesów technologicznych,
- oczekujemy również zwolnienia z obowiązku umorzenia uprawnień do emisji CO₂ emisji, które są wynikiem reakcji trwałego wiązania chemicznego CO₂ z produktem (CCU).

Bardzo ważna jest również identyfikacja krajowego potencjału utylizacji CO₂ w podziale na technologie, w celu wskazania tych o największym potencjale. Umożliwi to zastosowanie technologii CCS w pierwszej kolejności tam, gdzie można uzyskać największe efekty wynikające ze zmniejszenia obowiązku zakupu EUA, a więc i największy efekt w postaci poprawy konkurencyjności działalności przemysłowej.

W tym kontekście bardzo ważne staje się zapewnienie prawidłowości funkcjonowania mechanizmu CBAM. Jest zupełnie nowym mechanizmem. Głównym celem jego wprowadzenia jest ochrona przemysłu w UE przed importem produktów, których wytwarzanie nie jest obciążone kosztami emisji CO₂, a tym samym ich producenci nie podejmują działań mających na celu ograniczanie emisji. Aby zrealizować ten cel, kluczowe zagwarantowanie, że system jest „szczelny” i nie dopuszcza możliwości omijania jego wymagań. Aby to osiągnąć niezbędne jest kompleksowe przetestowanie mechanizmu w okresie przejściowym, które będzie wymagało ścisłej współpracy pomiędzy europejskim przemysłem, a administracją krajową i europejską. Do roku 2026 należy utworzyć i wprowadzić do stosowania rozwiązanie, które pozwoli na efektywną weryfikację emisyjności poszczególnych produktów oraz wyznaczanie rzeczywistych kosztów emisji CO₂ (pośrednich oraz bezpośrednich) związanych z ich wytwarzaniem w danym kraju.

Współpraca z administracją krajową i europejską

Rozporządzenie Wykonawcze KE (UE) 2023/1773 z dnia 17 sierpnia 2023 r., ustanawiające zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady

(UE) 2023/956 w odniesieniu do obowiązków sprawozdawczych do celów mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ w okresie przejściowym zawiera szczegółowe wytyczne dotyczące określania emisyjności oraz jej weryfikacji w kraju pochodzenia. Dlatego **bardzo istotne jest aby krajowe służby celne, we współpracy z administracją europejską wdrożyły systemy weryfikacji danych produktów**. Do tego celu niezbędne będzie m.in. przygotowanie systemu poboru prób, przeprowadzenia analiz danych produktów w krajach UE. Przemysł energochłonny jest gotowy do stałej współpracy z administracją krajową oraz instytucjami badawczymi, które mogłyby uczestniczyć w tych działaniach.

Produkcja materiałów na eksport poza UE

Na etapie tworzenia mechanizmu CBAM, sektory przemysłowe wielokrotnie zwracały uwagę na fakt, że **w projektowanym kształcie rozporządzenie tworzy niekonkurencyjne warunki produkcji wyrobów na eksport**. Pomimo tego, w opublikowanych aktach prawnych nie wdrożono mechanizmu, który pozwalałby na rzeczywiste wyrównywanie kosztów emisji CO₂ w ramach EU ETS przy produkcji wyrobów na eksport do krajów, w których nie funkcjonują obciążenia finansowe związane z emisjami CO₂. Apelujemy więc, aby w okresie przejściowym podjęto wszelkie niezbędne działania, by takie rozwiązania stworzyć.

Lista produktów objętych CBAM

Powyższe postulaty są istotne nie tylko dla sektorów, które są obecnie objęte mechanizmem. Lista produktów będzie stopniowo rozszerzana o kolejne. Część z nich jest obecnie wytwarzana na eksport. Dlatego przed włączeniem kolejnych, należy przeprowadzić szczegółową analizę konsekwencji ich włączenia do mechanizmu CBAM. Przemysł europejski, od prawie 20 lat funkcjonowania systemu EU ETS, podjął już szereg działań oraz przeprowadził wiele inwestycji mających na celu obniżanie emisyjności. **Objęcie systemem CBAM produktów wiąże się m.in. ze znacznym przyspieszeniem ograniczenia przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji, a tym samym do drastycznego wzrostu kosztów produkcji**.

Rzetelna analiza oddziaływania mechanizmu CBAM w okresie przejściowym

Mechanizm ten, jest rozwiązaniem nowatorskim. Zgodnie z deklaracjami urzędników UE, jego celem jest m.in. zmotywowanie krajów trzecich do podjęcia działań mających na celu obniżanie emisji CO₂. Jednak aby ten cel osiągnąć niezbędne jest zapewnienie prawidłowego funkcjonowania całego Mechanizmu. W przeciwnym razie **jego wprowadzenie może doprowadzić do przyspieszenia zjawiska ucieczki emisji, czyli przenoszenia produkcji** (nierzadko w nowocze-

nych i bardzo efektywnych instalacjach) **poza obszar UE**. Przed wdrożeniem mechanizmu CBAM w pełnym zakresie (rok 2026), niezbędna jest kompleksowa analiza jego efektywności i oddziaływania na terenie całej UE. Pozytywny efekt takiej analizy jest podstawowym warunkiem ostatecznego wdrożenia rozporządzenia CBAM.

Biorąc pod uwagę skalę wyzwań wynikających z potrzeby pilnego przeprowadzenia niskoemisyjnej transformacji energetycznej i technologicznej całej polskiej gospodarki, kluczowe staje się opracowanie i aktualizacja dokumentów, niezbędnych dla przeprowadzenia świadomej przebudowy istniejącej w Polsce infrastruktury energetycznej, oraz nadania kierunków rozwoju polskiego sektora energetycznego: Polityki Energetycznej Polski (PEP), oraz Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu (KPEiK).

W dniu 10 marca 2021 r. Minister Klimatu i Środowiska ogłosił w Monitorze Polskim Obwieszczenie w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., którego załącznikiem był dokument „Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.” (PEP). W związku z dynamicznymi zmianami w sektorze energetycznym, wynikającymi z unijnej legislacji i wydarzeń geopolitycznych, dokument ten uległ szybkiej dezaktualizacji, czego jaskrawym przykładem były prognozy mocy zainstalowanej w fotowoltaice, gdy założenia na rok 2040 zostały zrealizowane już w roku 2023.

Administracja rządowa miała świadomość oderwania zapisów tej wersji PEP-2040 od realiów życia gospodarczego, i przygotowała jej aktualizację w postaci założeń do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. z marca 2022 r., które przewidywały m.in.:

- dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii,
- budowę energetyki jądrowej systemowej i rozproszonej,
- zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowa mocy opartych o źródła krajowe,
- dostosowanie skali inwestycji w gazowe moce wytwórcze do koncepcji docelowej struktury mocy wytwórczych w KSE oraz dostępności paliwa gazowego,
- czas korzystania z jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny,
- rozwój sieci elektroenergetycznych i magazynów energii.

Pomimo publikacji założeń, przez dłuższy czas nie prowadzono dalszych prac nad PEP. Dopiero w czerwcu 2023 r. MKiŚ przeprowadziło **prekonsultacje** związane z aktualizacją Krajowego Planu Na Rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) na lata

2021-2030 oraz Polityki energetycznej Polski do 2040 r. Zgodnie z podsumowaniem prekonsultacji z września 2023 r.:

- „Wnioski płynące z prekonsultacji zostaną uwzględnione w projektach aktualizacji KPEiK i PEP-2040.
- Projektowane ww. dokumenty strategiczne będą poddane pełnym konsultacjom publicznym i uzgodnieniom w późniejszym okresie, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa.”

Ministerstwo nie przedstawiło terminów aktualizacji PEP-2040 i nie przeprowadziło zapowiadanych pełnych konsultacji tego dokumentu.

Tak więc konieczna spójność zapisów dokumentów kluczowych z punktu widzenia kształtowania polityki energetycznej Polski wymaga, by prowadzonym obecnie pracom nad PEP, towarzyszyła również aktualizacja KPEiK.

PEP to strategiczny dokument, szczególnie istotny nie tylko dla przedsiębiorstw energetycznych, ale również dla przemysłowych odbiorców energochłonnych. Wskazuje on kierunki rozwoju polskiej energetyki, na podstawie których powinna być przeprowadzona przebudowa krajowej infrastruktury energetycznej, kształtowana krajowa legislacja oraz programy wsparcia. Dokument ten wpływa również na decyzje i wieloletnie strategie przyjmowane przez zakłady przemysłowe. Mogą one, w oczekiwaniu na aktualizację PEP i KPEiK, zwlekać z podejmowaniem ważnych decyzji inwestycyjnych, czy rozwijaniem nowych modeli biznesowych. Dlatego niezwykle ważne jest aby zarówno PEP, jak i KPEiK powstały jak najszybciej w wersjach finalnych, a w dalszym horyzoncie czasowym były także okresowo bądź doraznie aktualizowane.

Rola węgla kamiennego w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski

W najbliższej dekadzie bezpieczeństwo energetyczne Polski będzie oparte o bloki energetyczne na węgiel kamienny, o mocach około 200 MW, pracujące aktualnie w elektrowniach systemowych. Będą one spełnić rolę technologii pomostowej zapewniając ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, jak i utrzymanie parametrów pracy KSE, do czasu wybudowania w Polsce bądź źródeł gazowych, bądź jądrowych, zarówno systemowych jak i rozproszonych (SMR-ów). Bezpieczeństwo to, uzależnione jest od pilnego określenia przyszłości 44 bloków węglowych o mocach około 200 MW, będących na dzień dzisiejszy własnością 4 spółek skarbu państwa, i przeprowadzenia modernizacji zwiększającej ich elastyczność niezbędną do bilansowania rozwijającej się gwałtownie generacji odnawialnych źródeł pogodozależnych.

Obecni właściciele tych bloków nie rozpoczęli procesów rewitalizacji, nie wiadomo też, czy ich potencjalny nowy właściciel, Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE), która winna przejąć wszystkie aktywa węglowe Spółek Skarbu Państwa, powstanie. Tym bardziej nie wiadomo, czy jeśli powstanie, będzie dysponować środkami finansowymi i potencjałem wykonawczym, by niezbędne modernizacje szybko przeprowadzić.

Odrębny problem stanowi pochodzenie paliwa, z którego pomostowa energetyka węglowa będzie korzystała. By zachować suwerenność energetyczną, powinien to być węgiel kamienny wydobywany w polskich kopalniach, tymczasem koszt jego wydobycia systematycznie rośnie, podczas gdy ceny węgla importowanego spadają.

Rodzi się więc pytanie, jak zapewnić rentowność polskich kopalń i jednocześnie uchronić odbiorców energii elektrycznej przed skutkami wysokich cen energii elektrycznej.

Kolejny problem energetyki węglowej w Polsce, to krótki okres finansowania z mechanizmu Rynku Mocy (RM). Co prawda nowelizowane Rozporządzenie KE w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, przedłuża taką możliwość dla polskich węglówek do końca 2028 r. Dotyczy to bloków, które będą korzystać z RM do połowy 2025 r., w tym tych o mocach około 200 MW. Jednak uruchomienie aukcji rynku mocy na lata po 2025 r. dla bloków węglowych (tylko rocznych i jedynie do końca 2028 r.) będzie możliwe, gdy po aukcjach mocy z udziałem źródeł spełniających próg emisyjności 550 kg CO₂/MWh, pozostanie niedobór mocy w KSE. Ponadto aby Polska mogła skorzystać z przedłużenia rynku mocy dla bloków węglowych do końca 2028 r., musi uzyskać na to zgodę KE, na podstawie pozytywnej oceny przedłożonego planu transformacji. Oczywiście rodzi się pytanie, czy w przypadku utraty wsparcia z rynku mocy w połowie 2025 r. nastąpi lawinowe wycofywanie z rynku bloków węglowych, nawet w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa KSE.

Energetyka jądrowa, systemowa i rozproszona

Zgodnie z dokumentem PEP-2040 r., Polska musi zamierza zbudować nową, opartą głównie o pogodozależne OZE oraz źródła jądrowe, energetykę systemową. Średniookresowo utrzymana zostanie produkcja w elektrowniach węglowych, w celu uniknięcia: nadmiernego rozwoju energetyki gazowej, uzależnienia od importu gazu, oraz utrwalenia na kolejne lata, wysokiego współczynnika emisji CO₂ energetyki systemowej. Dokument ten zawierają bardzo optymistyczne założenia dotyczące tempa budowy zarówno źródeł systemowych, jak i rozproszonych. Przewidują one oddanie do eksploatacji pierwszego dużego bloku jądrowego o mocy 1200 MW, już w 2033 r., a następnie kolejnych, o łącznych mocach 7,8 GW do roku 2040. Tymczasem na dzień dzisiejszy nadal trwają dyskusje na temat trafności lokalizacji tej

elektrowni. Równie optymistycznie wyglądają zapowiedzi rozpoczęcia już w roku 2030 r., produkcji energii elektrycznej w pierwszym małym reaktorze jądrowym szczególnie, iż na dzień dzisiejszy technologia ta nie uzyskała wymaganej certyfikacji, nie jest też jeszcze komercyjnie dostępna. Do roku 2040 w jądrowych elektrowniach systemowych i MSR-ach, ma być produkowane odpowiednio 15 TWh, i 39,7 TWh energii elektrycznej. Analiza tempa i kosztów realizacji projektów jądrowych oddawanych do eksploatacji w świecie wskazuje, iż założenia te mogą się okazać zbyt optymistyczne.

Nadmierny i niepoparty efektami konkretnych działań optymizm, może się okazać brzemienny w skutkach, bowiem opóźnienie w oddaniu do eksploatacji źródeł jądrowych oznacza przedłużenie okresu przejściowego, wysokie koszty energii, wzrost kosztów produkcji przemysłowej, utratę konkurencyjności i duży ślad węglowy produktów, i w efekcie trudności z ich zbywaniem.

Gaz ziemny, jego potencjał i znaczenie dla przyszłości energetyki systemowej

Polska energetyka musi pilnie podejmować decyzje dotyczące zastępowania w przyszłości paliw kopalnych alternatywnymi źródłami energii, tj. wodorem, biometanem, biokomponentami, niskoemisyjnymi paliwami syntetycznymi oraz energią elektryczną. W szczególności dotyczy to gazu ziemnego przestaje więc być widziany w roli technologii pomostowej, która przypadła energetyce węglowej, a jego rozwój w niezbędnym z uwagi na potrzeby systemowe zakresie, postrzegany jest przez pryzmat ryzyka realizacji nietrafionych w długim okresie czasu inwestycji. Z tego punktu widzenia wykorzystanie gazu ziemnego w energetyce systemowej winno być głęboko przemyślane. Tymczasem koncerny energetyczne planują zastępowanie części pracujących obecnie bloków węglowych gazowymi, przykładowo PGE w elektrowni Rybnik, czy Enea w elektrowni Kozienice.

Z danych zawartych we Wnioskach z analizy prognostycznej wynika, iż planowane moce zainstalowane w elektrowniach gazowych w 2030 r. wyniosą 10 GW, a w elektrociepłowniach gazowych 3 GW.

Zaletą elektrowni gazowych jest znacznie mniejszy, od węglowych koszt emisji CO₂.

Skala rozwoju pogodozależnych odnawialnych źródeł energii

Produkcja pogodozależnych źródeł energii elektrycznej, przyłączonych do sieci KSE z roku na rok coraz szybciej rośnie. Analiza wydanych dla instalacji OZE warunków przyłączenia do sieci KSE wskazuje, iż już w 2030 roku moc źródeł odnawialnych może osiągnąć 60 GW, a ich zdolności produkcyjne to 100 TWh energii elektrycznej rocznie. Prognozy zawarte w PEP-2040 wskazują, iż do roku 2040 moce zainstalowane w KSE w OZE osiągną 88 GW, w tym w źródłach pogo-

dozależnych 83 GW, co oznacza wzrost udziału OZE w krajowej produkcji energii elektrycznej do 51% w tym w źródłach pogodozależnych do 44%.

Uwzględniając fakt, że maksymalne chwilowe zapotrzebowanie krajowych odbiorców nie przekracza 28 GW okresy, gdy generacja OZE będzie znacząco przewyższać zapotrzebowanie odbiorców, staną się normą.

Powyższe dane wskazują, iż już niedługo w KSE wystąpi wysoka nadwyżka podaży energii produkowanej w źródłach pogodozależnych, nad zapotrzebowaniem odbiorców końcowych, która skutkować będzie koniecznością okresowego wyłączania znacznej części instalacji OZE związaną z wypłatą odszkodowań za energię nieodebraną, co ostatecznie spowoduje znaczący wzrost kosztów energii dla przemysłu.

Gdy ilość wytwarzanej energii elektrycznej przekracza zapotrzebowanie odbiorców, na rynku bilansującym mogą pojawiać się ceny ujemne, a jeśli mimo to niezbilansowania nie udaje się zrównoważyć, OSP wydaje polecenia zniżenia generacji w OZE. Ta nierynkowa redukcja winna być dokonywana w ostateczności, po zmniejszeniu wytwarzania w elektrowniach konwencjonalnych i elektrociepłowniach, uruchomieniu pompowania w elektrowniach szczytowo-pompowych, przy braku możliwości realizacji awaryjnego eksportu.

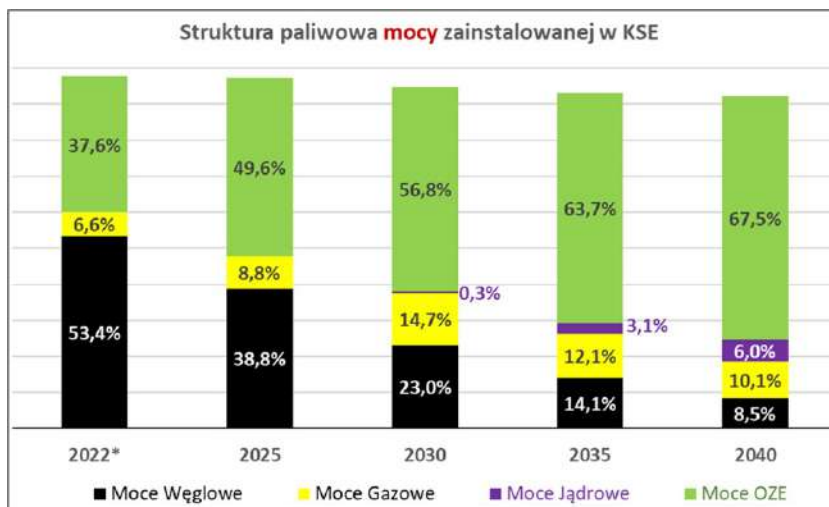
Odpowiedzią przemysłu na opisane powyżej problemy, jest Koncepcja produktowego magazynu energii, która opiera się na przewymiarowaniu zdolności produkcyjnych instalacji technologicznej tak, by w sytuacjach, gdy wymagają tego potrzeby KSE móc produkować więcej wyrobów niż wynika to ze zobowiązań kontraktowych. Dzięki zwiększonym zdolnościom produkcyjnym i rezerwom magazynowym, można sterować procesami produkcyjnymi stosowanie do potrzeb KSE. Zastosowanie produktowego magazynu energii gwarantuje utrzymanie zdolności do bilansowania KSE w dowolnej perspektywie czasowej, bez stosowania procesów przemiany, a więc bez powodowania strat. Dzięki temu można produkować tą samą ilość wyrobów przy niższym zużyciu energii elektrycznej i niższym koszcie, ze sprawnością wynoszącą 100%.

Dzięki magazynowaniu energii elektrycznej w produktach, w sytuacjach gdy w KSE występuje jej nadwyżka w efekcie nadmiernej generacji pogodozależnych źródeł odnawialnych, zakłady przemysłowe mogłyby zmniejszać swój ślad węglowy uzyskując dla takiej produkcji cechę ekologiczną.

Z punktu widzenia realizacji przez Polskę celów polityki klimatycznej UE, ważne jest docelowe zwiększenie mocy zainstalowanych morskich farm wiatrowych do 18 GW, oraz źródeł PV do 45 GW.

Dla przemysłowych odbiorców energii elektrycznej najważniejsze jest jednak **przyspieszenie tempa rozwoju lądowej energetyki wiatrowej**, w szczegól-

ności lokowanej w pobliżu zakładów produkcyjnych. Z uwagi na najniższe, z dostępnych na dzień dzisiejszy technologii, koszty wytwarzania energii elektrycznej, właśnie w rozwoju lądowej energetyki wiatrowej, przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej upatrują szansy na ograniczenie kosztów produkcji, poprawę europejskiej i globalnej konkurencyjności, i zmniejszenie śladu węglowego produktów przemysłowych.



Rys. 3.2. Struktura paliwowa mocy zainstalowanych w KSE

Wpływ OZE na wielkość mocy pozostającej w dyspozycji OSP

Przedsiębiorstwa energetyczne produkujące energię elektryczną w źródłach o mocach ≥ 50 MW, sporządzają i przekazują Prezesowi URE informacje i prognozy dotyczące typu, wielkości, lokalizacji i wykorzystywanego do produkcji energii elektrycznej paliwa, na okres kolejnych 15 lat.

Sprawozdanie Prezesa URE zawiera również informacje o planowanych wyłączeniach mocy wytwórczych z dalszej eksploatacji.

Na dzień dzisiejszy Plany inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych są jedynym źródłem informacji o kierunkach zmian struktury mocy wytwórczych w Polsce. Wynika z nich, iż do 2036 r. przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 22 GW nowych mocy:

- 9,8 GW na gaz ziemny,
- 5,2 GW w morskich farmach wiatrowych,
- 5,7 GW w fotowoltaice.

W tym samym czasie, wytwórcy planują wycofać z eksploatacji jednostki o mocy 20 GW, głównie na węgiel kamienny i brunatny.

Co ważne, dyspozycyjność części nowej mocy, będzie dużo niższa, niż jednostek wycofywanych. Aby więc określić rzeczywisty wpływ planowanych zmian, na wielkość mocy dyspozycyjnej w KSE (a więc i bezpieczeństwo funkcjonowania KSE), należy uwzględnić tzw. korekcyjne współczynniki dyspozycyjności (KWD) poszczególnych technologii produkcji energii elektrycznej.

Zastosowanie współczynników dyspozycyjności źródeł wiatrowych i PV, zmniejsza realny przyrost mocy dyspozycyjnych w KSE, będący efektem wybudowania do 2036 r. **22 GW** nowej mocy, do **12,6 GW**.

O bezpieczeństwie dostaw energii elektrycznej w Polsce, ostatecznie zadecyduje struktura mocy zainstalowanych w KSE, która ukształtuje się w najbliższych latach. PEP-2040 z kwietnia 2023 r. zakładała, iż docelowo Polska zbuduje nową, opartą o OZE, w części paliwo gazowe i źródła jądrowe, energetykę systemową.

Dla uniknięcia nadmiernego rozwoju energetyki gazowej, dalszego uzależnienia Polski od importu gazu, oraz utrwalenia na lata wysokiego poziomu emisji CO₂, średniookresowo miała być utrzymana produkcja energii elektrycznej w elektrowniach węglowych.

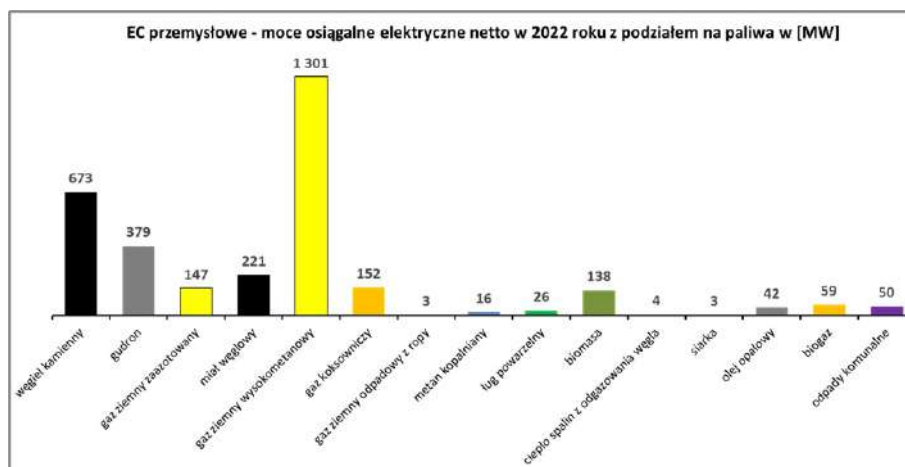
Na dzień dzisiejszy trwają dyskusje nad szczegółami realizacji kolejnych etapów niskoemisyjnej transformacji energetycznej polskiej energetyki systemowej, jednak przytoczone uwarunkowania, przyjęte podstawowe założenia i wypracowane wnioski, nadal zachowują swoją aktualność.

Potrzeba uwzględnienia potencjału energetycznego Zakładów Przemysłowych, w planowaniu krajowej struktury mocy wytwórczych, procesie niskoemisyjnej transformacji polskiej energetyki systemowej

Odbiorcy przemysłowi w Polsce, poza stosunkowo wysokim zapotrzebowaniem na energię elektryczną, charakteryzują się dużym zapotrzebowaniem na ciepło w postaci pary lub gorącej wody. To właśnie konieczność pokrycia zapotrzebowania na oba te nośniki energii jednocześnie powoduje, że transformacja energetyczna w przemyśle jest trudniejsza do przeprowadzenia, niż w energetyce zawodowej. Energia elektryczna zużywana na potrzeby własne, w przemyśle, produkowana jest głównie w wysokosprawnych źródłach kogeneracyjnych wykorzystujących:

- paliwa gazowe (50,4%),
- paliwa węglowe (27,8%),
- paliwo odpadowe z przerobu ropy (11,8%),
- biopaliwa (6,9%),

- pozostałe (około 3%).



Rys. 3.3. Struktura paliwowa pracujących w przemyśle kogeneracyjnych źródeł wytwórczych

- moc osiągalna elektryczna źródeł kogeneracyjnych w energetyce przemysłowej to 3 215 MW,
- roczny czas wykorzystania mocy maksymalnej wynosi 4 529 godzin,
- produkcja energii elektrycznej w 2022 r. to 14 560 GWh,
- wielkość sprzedaży nadwyżek wyprodukowanej energii do sieci KSE, 5 000 GWh – 34,3%,
- zużycie na potrzeby własne to 9 560 GWh - 65,7%.

Polska energetyka systemowa, oparta o wysokoemisyjne źródła węglowe, w dobie wysokich cen paliw i uprawnień do emisji CO₂, powoduje trwałą, wyższą niż w innych krajach UE wzrost hurtowych cen energii elektrycznej, co bezpośrednio uderza w polską gospodarkę, i pogarsza konkurencyjność energochłonnych branż polskiego przemysłu. Tymczasem polski przemysł czeka pilne przeprowadzenie trudnych i kosztownych procesów niskoemisyjnej transformacji, nie tylko technologicznej ale i energetycznej.

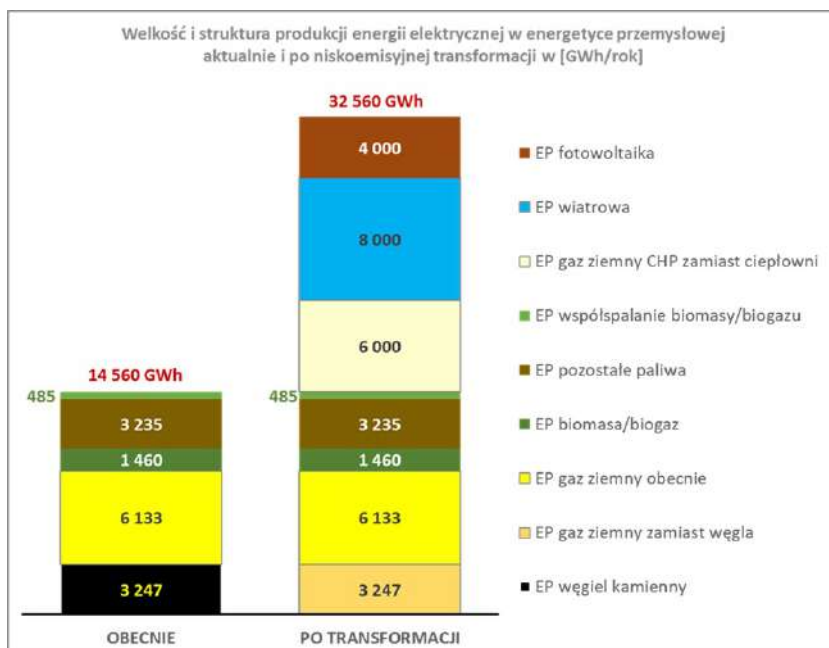
Trudno mieć nadzieję, iż w obecnym stanie polska energetyka systemowa szybko zapewni przemysłowi bezemisyjną energię elektryczną po konkurencyjnych cenach.

Dlatego dla stworzenia długofalowych perspektyw funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu, niezbędne jest przyłączanie odnawialnych źródeł energii, wiatrowych i fotowoltaicznych, bezpośrednio do elektroenergetycznych sieci zakładowych, oraz przeprowadzenie niskoemisyjnej transformacji istniejących w energetyce przemysłowej infrastruktury wytwórczej.

Budowa własnych, niskoemisyjnych bądź bezemisyjnych źródeł energii:

- małych modułowych reaktorów jądrowych,
- wysokosprawnej kogeneracji gazowej (zastępującej kotłownię węglową),
- wykorzystujących energię wiatru i słońca, co umożliwi produkcję energii elektrycznej po kosztach znacznie niższych, od oferowanych przez energetykę systemową cen hurtowych,

daje przemysłowym zakładom produkcyjnym możliwość łagodzenia skutków trwałego wzrostu cen energii elektrycznej.



Rys. 3.4. Wzrost generacji w energetyce przemysłowej po przeprowadzenia jej niskoemisyjnej transformacji

Potencjał rozwoju tych projektów jest znaczny również z punktu widzenia potrzeb KSE, a ich realizacja może nastąpić w bardzo krótkim czasie. W sprzyja-

jących warunkach, po wykorzystaniu potencjału odnawialnej energetyki przemysłowej i przeprowadzeniu jej niskoemisyjnej transformacji, **wielkość produkcji energii elektrycznej w energetyce przemysłowej, do 2030 roku mogłaby ulec podwojeniu.**

Wymaga to przede wszystkim dalszej liberalizacji zasad lokowania źródeł wiatrowych na terenach wskazywanych w MPZP jako przeznaczone pod działalność przemysłową, w szczególności będących własnością zakładów przemysłowych. Niezbędne są również działania inwestycyjne wymagające angażowania znacznych środków finansowych. Projekty te nie są związane bezpośrednio z podstawową działalnością produkcyjną przedsiębiorstw, wiele zarządów wstrzymuje decyzje o ich realizacji z uwagi na potrzebę bieżącego angażowania znacznych środków finansowe w modernizację stosowanych technologii, rozwój oraz niskoemisyjną transformację technologiczną.

Pełne wykorzystanie potencjału energetycznego przemysłu, może znacznie ograniczyć koszty niskoemisyjnej transformacji energetyki systemowej, wymaga jednak uwzględnienia w Polityce Energetycznej Polski i Krajowym Planu na Rzecz Energii i Klimatu, oraz dedykowanego procesom niskoemisyjnej transformacji przemysłowej finansowania.

Wykorzystanie potencjału przemysłowych instalacji technologicznych, zdolnych do elastycznego reagowania na występujące w KSE zmiany wielkości zapotrzebowania i generacji.

Obecnie sytuacja geopolityczna wywiera ogromny wpływ na ceny paliw i energii, a ich wysokie poziomy powodują obniżenie globalnej konkurencyjności zakładów przemysłowych prowadzących działalność produkcyjną w Polsce i krajach UE. Ponadto wymuszane regulacjami unijnymi przejście na gospodarkę bezemisyjną wymaga znacznego zwiększenia ilości zużywanej przez przemysł energii elektrycznej, oraz uzależnia chwilową strukturę krajowej generacji od pogody. Aby w tych warunkach zagospodarować nadwyżki energii elektrycznej produkowanej w źródłach pogodozależnych (wiatrowych i fotowoltaicznych), przy rosnącej awaryjności bloków węglowych w elektrowniach systemowych, należy w pełni wykorzystać zasoby elastyczności zarówno po stronie generacji, jak i zużycia energii elektrycznej. Alternatywą jest marnowanie bezemisyjnej energii produkowanej w wybudowanych ogromnym kosztem OZE, i w konsekwencji wzrost opłat przesyłowych i dystrybucyjnych dla wszystkich odbiorców końcowych.

Jeśli nie zostaną stworzone **i nadal nie będą wykorzystywane**, dodatkowe mechanizmy elastycznego reagowania zarówno po stronie wytwarzania jak i odbioru, nie uda się w pełni wykorzystać zalet energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, tj.:

- zmniejszenia negatywnego wpływu energetyki systemowej na środowisko naturalne,
- uniezależnienia się gospodarek krajów europejskich od importu paliw kopalnych,
- obniżenia kosztów energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Bez wypracowania i szybkiego wdrożenia takich mechanizmów, produkcja energii z OZE będzie ograniczana (w wielu wypadkach za odszkodowaniem) po to, by zapewnić wymagany dla utrzymania parametrów pracy KSE, poziom generacji mało elastycznych i nieefektywnych elektrowni ciepłych.

Dlatego przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej proponują szybkie wprowadzenie kolejnych mechanizmów wykorzystujących możliwości zmiany wielkości poboru energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, zarówno w zakresie jego zmniejszania jak i zwiększania, stosowanie do aktualnych potrzeb KSE. Już dzisiaj dysponują oni źródłami energii elektrycznej (elektrociepłownie przemysłowe) przyłączonymi do swoich sieci elektroenergetycznych, a część z nich nie spełnia limitów emisyjności wymaganych w stosunku do jednostek wytwórczych uczestniczących w Rynek Mocy (550 kg CO₂/MWh), a jednocześnie mogą świadczyć usługi oparte o redukcję zapotrzebowania (DSR). Mechanizmy elastyczności powinny wykorzystywać wszystkie dostępne zasoby DSR, zarówno uczestniczące w Ryнку Mocy, jak i te które w tym rynku nie mogą uczestniczyć ze względu na obowiązujące limity emisji.

Podstawą do opracowania takich mechanizmów mogą być między innymi (po odpowiednich modyfikacjach) programy interwencyjne:

- interwencyjna ofertowa Redukcja Poboru Mocy przez odbiorców (IRP),
- interwencyjne ofertowe Zwiększenie Poboru Mocy przez odbiorców (IZP).

Nowe Rozporządzenie KE w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej zawiera zapisy, które uwzględniają zgłaszany przez Polskę postulat przedłużenia możliwości korzystania z Ryнку Mocy jednostkom wytwórczym energii elektrycznej, których emisyjność przekracza 550 kg CO₂/MWh, do końca 2028 r.

15 stycznia 2024 r. Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii Parlamentu Europejskiego (ITRE) zatwierdziła porozumienie w tej sprawie. Do zakończenia prac nad tym rozporządzeniem brakuje jego przyjęcia przez Parlament Europejski i zatwierdzenia go przez Radę UE, ale nie bezwarunkowo. Przeprowadzenie aukcji rynku mocy dla elektrowni węglowych będzie możliwe tylko wtedy, gdy w latach obowiązywania derogacji, po aukcjach dla źródeł spełniających próg emisyjności

550 kg CO₂/MWh, stwierdzony zostanie **brak wystarczalności mocy w polskim KSE**. Ponadto Polska będzie musiała przeprowadzić ocenę wpływu derogacji na krajowy poziom emisji CO₂, a zawierane przez elektrownie węglowe po lipcu 2025 r. kontrakty mocowe, będą maksymalnie roczne.

Ważne jest, aby taka zasada dotyczyła również JRM redukcji zapotrzebowania. Odbiorcy przemysłowi dysponując regulowanymi źródłami energii, mogą świadczyć usługi zarówno czasowej redukcji, jak i zwiększania poboru energii elektrycznej, stabilizując przez to rynek energii elektrycznej. Niezrozumiałym było by, gdyby duże elektrownie systemowe, emitujące więcej niż 550 kg CO₂/MWh, mogły nadal uzyskiwać przychody z Rynku Mocy, podczas gdy takiej możliwości pozbawiono by odbiorców przemysłowych.

Wprowadzony Ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy Mechanizm Mocowy, stanowi istotny wkład w bezpieczeństwo energetyczne Polski. Dzięki niemu Operator Systemu Przesyłowego zyskał między innymi 1500 MW pełnowartościowych rezerw mocy, dzięki aktywności dostawców usług DSR oraz uczestniczących w programie przemysłowych odbiorców energii. Zasoby te są regularnie kilka razy w roku testowane, potwierdzając swoją niezawodność i gotowość do wspierania KSE w sytuacjach krytycznych deficytów mocy.

Rezerwy mocy uzyskane przez OSP w redukcji zapotrzebowania, zostały stworzone znacznie szybciej i niższym kosztem niż miało by to miejsce w efekcie budowy nowych źródeł wytwórczych.

Przychody z rynku mocy trafiają do przemysłowych odbiorców energii, dzięki czemu mogą oni odzyskać część kosztów ponoszonych z tytułu wnoszenia opłaty mocowej.

Niemniej jednak mechanizm mocowy w obecnym kształcie ma szereg istotnych wad, które uniemożliwiają pełne wykorzystanie potencjału jednostek redukcji zapotrzebowania, i zniechęcają do udziału w nim odbiorców przemysłowych. Do takich barier należy wyłączenie z rynku mocy jednostek, w skład których wchodzi **agregaty prądotwórcze**, które co prawda nie spełniają limitów emisji określonych dla źródeł wytwórczych, ale też tymi źródłami nie są. Tymczasem interpretacja uzyskana w tej sprawie z PSE mówi iż: „... każdy agregat prądotwórczy, czy instalację fotowoltaiczną, należy uznać za jednostkę wytwórczą. Taki stan rzeczy odpowiada definicji jednostki fizycznej z generacją wewnętrzną”. W konsekwencji zgłaszanie do jednostki rynku mocy jednostek fizycznych, do sieci elektroenergetycznych których przyłączone są agregaty prądotwórcze, jest dla OSP powodem do pozbawienia wynagrodzenia z Rynku Mocy dla całej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania. Nie zgłoszenie z kolei faktu przyłączenia agregatu prądotwórczego może spowodować odpowiedzialność karną.

Tymczasem zgodnie z Rozporządzeniem PE I Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, wynagrodzenie nie powinno przysługiwać jedynie tej jednostce wytwórczej (agregat), a nie całej jednostce rynku mocy, ponadto starsze jednostki wytwórcze nie przekraczające współczynnika emisji 350 kg CO₂/rok, nie powinny podlegać temu limitowi.

Stworzenie możliwości budowy farm wiatrowych lokowanych na terenach przemysłowych bądź w ich pobliżu, przyłączanych bezpośrednio do zakładowych sieci elektroenergetycznych.

Perspektywy polskiego przemysłu, zależą od jego zdolności do utrzymania konkurencyjności na rynkach europejskim i światowym oraz możliwości zbywania własnych produktów. W tym celu niezbędne jest:

- ograniczanie „śladu węglowego” produkcji przemysłowej,
- kształtowanie kosztów paliw i energii (dla przemysłu) na poziomie europejskiej i światowej konkurencji.

W polskich warunkach duży wpływ na sytuację firm energochłonnych mają koszty produkcji energii elektrycznej, które zależą od: cen paliw, cen uprawnień do emisji CO₂ (EUA), aktualnego kursu PLN/€, jak również sposobu wyceny energii elektrycznej.

Na rynku hurtowym cenę tę ustalają źródła wytwórcze o najwyższych kosztach wytwarzania, „domykające” zapotrzebowanie w KSE. Dzięki temu wytwórcy produkujący w technologiach bezemisyjnych (OZE), a w szczególności lądowa energetyka wiatrowa, uzyskują nadmierne przychody, której źródłem jest nie tylko sprzedawana energia, ale i systemy wsparcia rozwoju OZE.

Z dostępnych obecnie technologii, najniższe koszty produkcji energii elektrycznej mają lądowe elektrownie wiatrowe, jednak odbiorcy przemysłowi nie mają dostępu do tej energii. W interesie polskiego przemysłu, jest zwiększenie krajowej generacji zarówno systemowej jak i rozproszonej, w technologiach o najniższych kosztach wytwarzania.

Obecnie, i w perspektywie do 2030 r., najniższy koszt produkcji energii elektrycznej zapewnia lądowa energetyka wiatrowa, dla której nie ma technologicznej alternatywy. Pierwsza elektrownia jądrowa może się w Polsce pojawić dopiero pod koniec kolejnej dekady. Z kolei morska energetyka wiatrowa wymaga olbrzymich nakładów finansowych na rozwój infrastruktury wytwórczej i sieciowej oraz czasu na zrealizowanie niezbędnych inwestycji. Tak więc jedyną możliwością zapewnienia polskim firmom energochłonnym taniej, i jednocześnie bezemisyjnej energii elektrycznej, jest budowa własnych elektrowni wiatrowych przyłączanych bezpośrednio do zakładowych sieci elektroenergetycznych.

Trwająca recesja powoduje spadek przychodów ze sprzedaży produktów przemysłowych, co wyklucza możliwość płacenia przez zakłady produkcyjne wysokich rachunków za paliwa i energię elektrycznej.

Wysokie ceny energii systemowej, oraz spodziewany ich dalszy wzrost, wynikający z koniecznego przeprowadzenia niskoemisyjnej transformacji energetycznej w energetyce systemowej i przemysłowej, oraz dekarbonizacji przemysłu, stanowią obecnie największe zagrożenie dla firm energochłonnych prowadzących działalność produkcyjną w Polsce, ale i na obszarze UE.

Odległa perspektywa odejścia od węgla w polskiej energetyce i brak oczekiwanych postępów, w zmniejszaniu emisji we wszystkich sektorach polskiej gospodarki, wywoła:

- wzrost cen energii elektrycznej i ciepła (z uwagi na wzrost kosztów emisji CO₂),
- problemy ze sprzedażą produktów polskiego przemysłu na rynku krajowym i na rynkach zagranicznych (śląd węglowy),
- pogorszenie atrakcyjności Polski, jako kraju przyjaznego lokowaniu inwestycji zagranicznych (śląd węglowy energii elektrycznej).

Z roku na rok będą również spadały przychody, jakie uzyskuje polski rząd ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach (z uwagi na zmniejszającą się ich pulę). Ponadto w latach 2021-2030 ich ilość przydzielana Polsce, będzie znacznie mniejsza, niż suma prognozowanych na ten okres emisji podmiotów objętych systemem EU ETS. Jeśli więc nie zmniejszymy wielkości krajowych emisji, wystąpi niedobór EUA, i zajdzie potrzeba uzupełniania niedoborów zakupami, co obciąży polską gospodarkę kosztem kilku mld. €.

W interesie polskiej gospodarki, jest więc wykorzystanie każdej możliwości ograniczania emisje CO₂. Zegar tyka.

Tak więc za szybkim przyłączaniem do zakładowych sieci elektroenergetycznych, zeroemisyjnych bądź niskoemisyjnych źródeł energii, przemawia nie tylko potrzeba obniżenie kosztów energii elektrycznej i utrzymania konkurencyjności polskiego przemysłu, ale również ogólnonarodowy interes.

Kluczowe jest przy tym równoległe wprowadzanie zintegrowanych systemów zarządzania energią produkowaną, pobieraną z sieci KSE, oraz zużywaną na potrzeby własne zakładów produkcyjnych tak, by pogodozależna generacja nie powodowała problemów z bilansowaniem KSE, i nie obciążała innych grup odbiorców energii elektrycznej, dodatkowymi kosztami.

Przeprowadzenia szerokiej dyskusji wymagają również zasady przyłączania źródeł wytwórczych do sieci zakładów przemysłowych w formule autoprodukcji lub linii bezpośredniej. Brak standardów w tym zakresie umożliwia obecnie Operatorom Sieci stawianie wygórowanych, i często bardzo zróżnicowanych wymagań. Szczególnie istotne, zarówno dla zakładów- przemysłowych, które zamierzają przyłączać do własnych sieci elektroenergetycznych źródła wytwórcze, jak i ich potencjalnych partnerów, podmioty zdolne do budowania takich źródeł i dostarczania energii elektrycznej przez nie produkowanej „linią bezpośrednią”, jest jednoznaczne określenie warunków wprowadzania energii elektrycznej do sieci KSE.

Warunki skutecznego przeprowadzenia niskoemisyjnej transformacji przemysłu:

- a) wprowadzenie regulacji, które umożliwią szybkie budowanie elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych na terenach przemysłowych i w bezpośrednim ich sąsiedztwie,
- b) przyspieszenie procedur uzyskiwania decyzji administracyjnych i środowiskowych dla realizacji inwestycji w odnawialne źródła energii dla potrzeb bezpośredniego dostarczania energii dla przemysłu,
- c) modyfikacja regulacji prawnych tak, by umożliwiły lokowanie i budowę elektrowni wiatrowych na podstawie Zintegrowanego Planu Inwestycyjnego oraz procedury uproszczonej uchwalania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego,
- d) zmniejszenie obciążeń dla energii elektrycznej wyprodukowanej w źródłach odnawialnych dostarczanej linią bezpośrednią do sieci elektroenergetycznych zakładów przemysłowych (opłat: solidarnościowej, oraz za utrzymywanie parametrów sieci KSE), jeśli odbiorca, do sieci którego te źródła zostały przyłączone zadeklaruje utrzymanie wielkości mocy zamówionej,
- e) stworzenie regulacji prawnych i zapewnienie źródeł finansowania pozwalających na wykorzystanie w przemyśle na dużą skalę zielonego wodoru,
- f) zmianę zapisów Ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji tak, by umożliwić finansowanie elektrociepłowni przemysłowych w sytuacjach, gdy z powodów rynkowych (wysokie ceny gazu) pojawia się tzw. luka finansowa.

Rozdział 4

Rola i miejsce energetyki konwencjonalnej w procesie transformacji energetycznej

Waldemar Szulc

Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elekrownie

4.1. Strategia rozwoju sektora energetyki w kontekście transformacji energetycznej

Zgodnie ze strategią UE w dziedzinie klimatu, celem transformacji energetycznej jest dostarczenie niskoemisyjnych, niezawodnych i oszczędnych usług energetycznych przy zachowaniu możliwie najniższego kosztu dla społeczeństwa, co pozwoli także na obniżenie emisyjności całego systemu energetycznego. W praktyce oznacza to dekarbonizację oraz elektryfikację gospodarki UE poprzez powiązanie jej sektorów za pomocą energii elektrycznej pochodzącej głównie ze źródeł odnawialnych. Energia elektryczna ma być dominującym nośnikiem pozwalającym na zaspokojenie potrzeb energetycznych, także w zakresie produkcji ciepła, chłodu oraz szeroko rozumianego transportu. Integracja sektorów będzie opierać się na elektryfikacji na wielką skalę. Z tego powodu, aby zapewnić znaczącą redukcję emisji CO₂ większość wymaganej energii w perspektywie długoterminowej będzie musiała być dostarczana z odnawialnych źródeł energii lub źródeł jądrowych, co jest istotnym wyzwaniem w zakresie budowy: nowych źródeł energii, magazynów energii oraz

sieci elektroenergetycznych.

4.2. Rozwój odnawialnych źródeł energii

Aktualnie istotne dla bilansu mocy w KSE istotne moce są dostępne komercyjnie jedynie z elektrowni wiatrowych i źródeł fotowoltaicznych. Lądowe elektrownie wiatrowe oraz źródła fotowoltaiczne charakteryzują się największymi wolumenami mocy zainstalowanej w KSE spośród wszystkich technologii OZE. W latach 2010-2016 miał miejsce dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej w lądowych elektrowniach wiatrowych. Łącznie w tym okresie odnotowano trzykrotny wzrost mocy zainstalowanej. W latach 2016-2019 moc utrzymywała się na podobnym poziomie, co w znacznej mierze było spowodowane wejściem w życie tzw. „ustawy odległościowej” wprowadzającej zakaz budowania turbin wiatrowych w odległości mniejszej niż 10-krotność ich wysokości, wraz z wirnikiem, od zabudowań i form ochrony przyrody.

W latach 2016-2023 miał miejsce znaczący przyrost mocy źródeł fotowoltaicznych. W 2015 roku sumaryczna moc zainstalowana netto wyniosła niespełna 100 MW, natomiast na koniec 2023 r. przekroczyła poziom 17 GW. Za przyrostem tym stały w dużym stopniu źródła prosumenckie, których rozwój wynika z wdrożenia krajowych programów, takich jak „Mój Prąd” oraz udogodnień regulacyjnych, takich jak „wirtualny magazyn”. Dodatkowo od 2016 roku prowadzone są aukcje na których w znacznej mierze kontraktowane są nowe moce w zawodowych elektrowniach fotowoltaicznych.

4.3. Zmiana krajowej struktury wytwórczej energii

Rozpatrzmy procesy przyłączeniowe nowych źródeł wytwórczych i magazynów energii elektrycznej. Według stanu na dzień 31.12.2023 r. PSE S.A. mają zawarte umowy o przyłączenie jednostek wytwórczych o łącznej mocy 20 191,4 MW, w tym 8 735,8 MW dot. konwencjonalnych jednostek wytwórczych, a pozostała moc ok. 11 455,6 MW dot. instalacji OZE, z czego 8 388,5 MW dot. morskich farm wiatrowych i magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy 1 901,4 MW.

Ponadto według stanu na dzień 31.12.2023 r. PSE S.A. wydały warunki przyłączenia dla:

- elektrowni jądrowej o mocy 3 720 MW,
- lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy 1 070,1 MW,

- instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 4 681,2 MW,
- morskiej farmy wiatrowej o mocy 101 MW,
- konwencjonalnych źródeł energii o łącznej mocy 300 MW,
- magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy 9 689,8 MW,
- instalacji odbiorczych (w tym transformatorów potrzeb ogólnych elektrowni) o łącznej mocy 1 090 MW,
- systemów dystrybucyjnych wnioskujących o przyłączenie do sieci przesyłowej o mocy 3 892,8 MW.

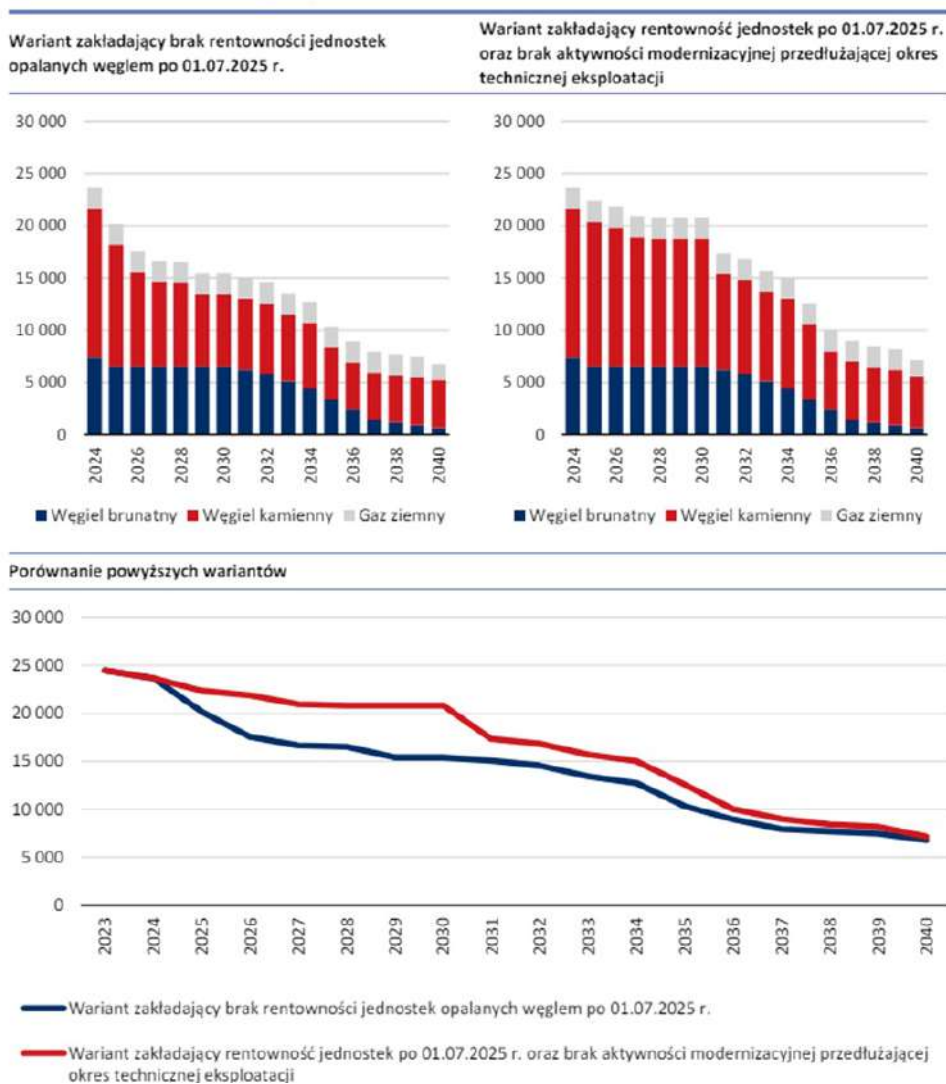
Na realizację obiektów przyłączanych, w szczególności źródeł wytwórczych, wpływają m.in. uwarunkowania lokalizacyjne tj. możliwość uzyskania decyzji administracyjnych wymaganych w ramach procesu budowlanego. Drugim czynnikiem wpływającym na realizację nowych projektów jest możliwość sfinansowania ich budowy i efektywność ekonomiczna całego przedsięwzięcia.

4.4. Sytuacja konwencjonalnych jednostek wytwórczych na paliwa kopalne

Od kilku lat daty wyłączeń z eksploatacji istniejących jednostek wytwórczych na paliwa kopalne przekazywane przez krajowy sektor wytwórczy podawane są w formie wariantowej. Różnice wynikają głównie z prognozowanej rentowności po 1 lipca 2025 r., czyli terminie, od którego zgodnie z obowiązującymi przepisami jednostki oddane do eksploatacji przed 4 lipca 2019 r., które emitują więcej niż 550 g CO₂ na kWh nie będą mogły uzyskiwać przychodów w ramach mechanizmu rynku mocy. Brak takiej rentowności może skutkować trwałym wyłączeniem poszczególnych jednostek w stosunku do technicznej możliwości ich dalszej eksploatacji. W przypadku niektórych z nich, czas życia może być wydłużony w ramach kolejnych działań modernizacyjnych i utrzymaniowych.

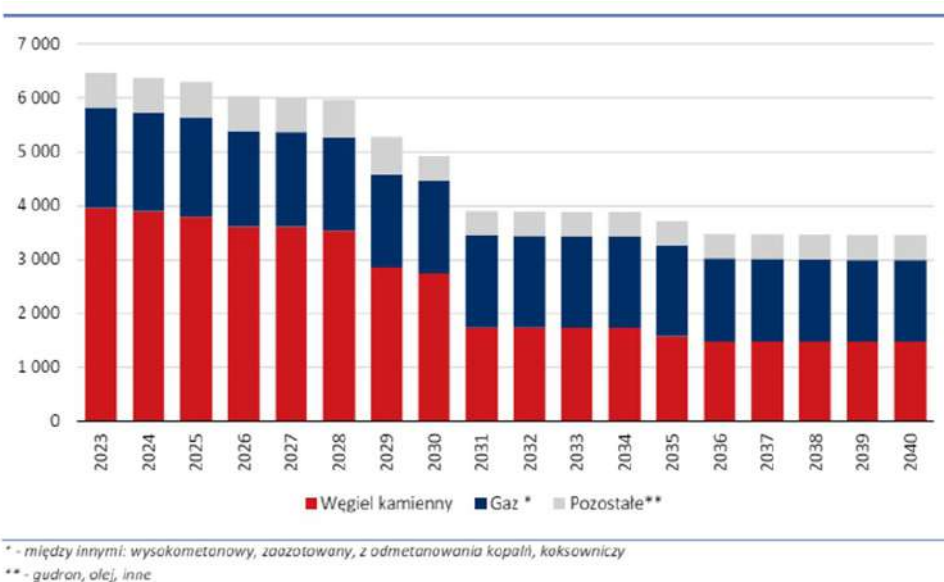
Po wystąpieniu do Komisji Europejskiej i uzyskaniu pozytywnej decyzji i wyrażeniu zgody na organizację dodatkowych aukcji mocy, w których będą mogły wziąć udział także jednostki niespełniające ww. limitów emisji, możliwy będzie wariant drugi, pozytywny. Taka derogacja będzie potencjalnie możliwa w odniesieniu do okresu od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2028 r.

Na rysunkach 4.1 i 4.2 zostały przedstawione dane pozyskane w procesie ankietyzacji sektora wytwórczego przeprowadzonym na przełomie lat 2022 i 2023.



Rys. 4.1. Osiągalna moc netto w istniejących jednostkach konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania, MW (stan na koniec roku), źródło: PSE S.A.

Zgodnie z informacjami pozyskanymi w ramach ankietyzacji, jednostki konwencjonalne, które nie biorą udziału w mechanizmie centralnego bilansowania również będą systematycznie odstawiane. W latach 2025-2040 zostanie wyłączonych 2,9 GW mocy osiągalnej netto tych jednostek.

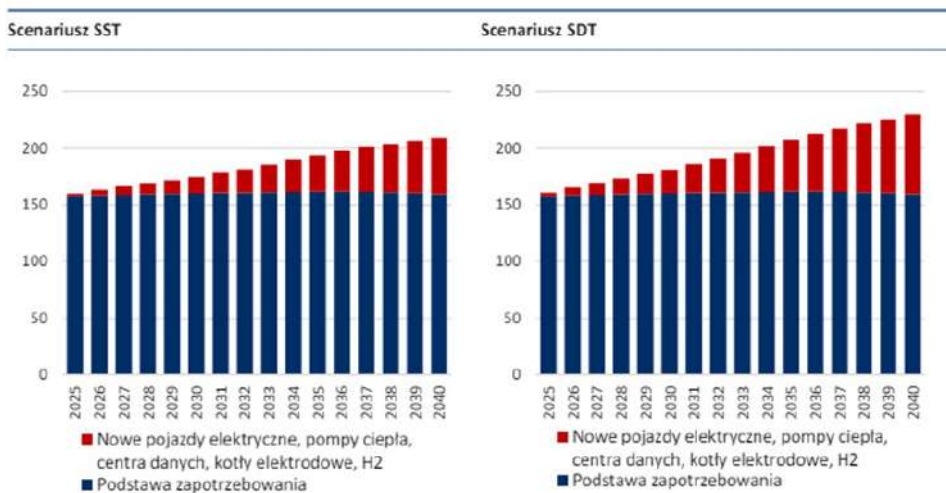


Rys. 4.2. Osiągalna moc netto w istniejących jednostkach konwencjonalnych niebiorących udziału w centralnym bilansowaniu, MW (stan na koniec roku), źródło: PSE S.A.

4.5. Prognoza zapotrzebowania na energię

Długoterminową prognozę zapotrzebowania na energię netto w KSE przygotowano w PSE na potrzeby Planu Rozwoju 2025-2034 biorąc pod uwagę historyczne trendy oraz prognozę zużycia energii finalnej. Wzięto pod uwagę makroczynniki wpływające na strukturę zużycia energii w sektorze gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej, prognozy wzrostu Produktu Krajowego Brutto w poszczególnych sektorach, zmiany technologiczne i konsumenckie oraz zmiany wynikające z dyrektyw unijnych w zakresie osiągnięcia przez Polskę wymaganego celu OZE w końcowym zużyciu energii finalnej. Ponadto, uwzględniono przewidywane zmiany strukturalne zużycia energii finalnej tj. m. in. wzrost liczby pojazdów elektrycznych, pomp ciepła oraz ogniw paliwowych. Prognozy dotyczące pojazdów elektrycznych i pomp ciepła zostały określone na podstawie publicznie dostępnych danych i informacji oraz analiz własnych PSE S.A. Prognozę przygotowano w dwóch scenariuszach, które adresują przyjętą ścieżkę rozwoju otoczenia KSE. Pierwszy z nich to scenariusz swobodnej transformacji, drugi dynamicznej transformacji, który zakłada znaczący wzrost

zapotrzebowania na energię. Scenariusze te zostały przedstawione na rysunku 4.3.



*H2 - zapotrzebowanie na energię elektryczną wynikające z produkcji wodoru

Rys. 4.3. Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną netto w latach 2025-2040 – średnia z lat klimatycznych 1982-2019, TWh, źródło: PSE S.A.

4.6. Wykorzystanie energii ze źródeł OZE

Przy tak dużych jak założone jest w planach wolumenach mocy zainstalowanej OZE, to nie sieci są powodem braku możliwości pełnego wykorzystania potencjału energii pierwotnej tych źródeł. Jest nim przede wszystkim struktura zapotrzebowania na moc, tj. brak strukturalnego popytu we wszystkich momentach dostępności energii pierwotnej OZE.

W drugiej kolejności są to warunki pracy innych źródeł wytwórczych, które są niezbędne dla utrzymywania stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia bezpiecznego bilansu mocy.

Sposobem na zwiększanie udziału OZE w KSE jest zdolność do zagospodarowywania produkowanej w nich energii. Co do zasady może być to eksport, magazynowanie lub zużywanie tej energii bezpośrednio przez odbiorców lub na potrzeby produkcji paliw alternatywnych. W przypadku magazynowania energii potrzebna jest znaczna pojemność magazynów, pozwalająca zarówno na dobowy jak i sezonowy charakter ich pracy. W przypadku eksportu nadwyżek generacji OZE należy

mieć na uwadze, iż taka nadwyżka może pojawiać się równocześnie na dużym obszarze systemów połączonych co ograniczy możliwości eksportowe. Jest to bardzo prawdopodobne, biorąc pod uwagę jednoczesność występowania warunków pogodowych w regionach Europy.

W przyszłości elementem optymalizującym pracę OZE może być skorelowanie generacji odnawialnej z procesami produkcji wodoru lub paliw alternatywnych, łącznie z ich magazynowaniem.

Prowadzone symulacje wskazują, iż znaczący udział źródeł OZE w strukturze mocy zainstalowanej, wymaga jednoczesnego i skoordynowanego rozwoju zasobów pozwalających na zagospodarowywanie nadwyżek energii, które będą pojawiały się wraz ze wzrostem mocy tych źródeł.

4.7. Prognoza dotycząca stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na lata 2025–2040

Wielkość zdolności wytwórczych w jednostkach konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania oraz pozostałych konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych w poszczególnych latach, zostały określone na podstawie:

- przeprowadzonej na przełomie lat 2022 i 2023 ankietyzacji krajowych przedsiębiorstw energetycznych i inwestorów planujących budowę nowych konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- informacji przekazanych przez sektor wytwórczy dotyczących remontów planowanych dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych oraz elektrowni szczytowo-pompowych na lata 2025-2026,
- aktualnych informacji dotyczących przewidywanych terminów oddania do eksploatacji konwencjonalnych jednostek wytwórczych będących w trakcie realizacji.

W analizie wystarczalności zasobów wytwórczych przyjęto:

- wycofania konwencjonalnych jednostek wytwórczych wynikające z deklaracji sektora wytwórczego zgodnie z wariantem pesymistycznym zakładającym brak rentowności jednostek węglowych po 1 lipca 2025 r.,
- oddanie do eksploatacji nowych jednostek konwencjonalnych i magazynów energii, w szczególności tych, które posiadają zawartą umowę mocową na rynku mocy.

W zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii na lądzie, prognozy ich mocy osiągalnych w poszczególnych latach zostały oszacowane na podstawie m.in. wyników aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE przeprowadzonych do roku 2023 włącznie.

Założono stopniowy rozwój:

- W roku 2034 lądowych OZE do poziomu mocy 55,4 GW (w tym 36 GW źródeł fotowoltaicznych i 16,9 GW lądowych źródeł wiatrowych).
- W roku 2040 lądowych OZE razem 67,4 GW (w tym 45 GW źródeł fotowoltaicznych i 19,9 GW lądowych źródeł wiatrowych).
- W zakresie rozwoju morskich elektrowni wiatrowych założono oddanie pierwszych instalacji do eksploatacji mocy w tej technologii od 2026 r. i stopniowy rozwój do poziomu mocy 10,9 GW w 2034 r. oraz 17,9 GW w 2040 r.

Daty przyłączenia konkretnych obiektów przyjęto zgodnie z deklaracjami inwestorów i harmonogramami inwestycji w ramach procesu przyłączeniowego tych jednostek. Zastosowanie powyższego podejścia w zakresie nowych jednostek, pozwala na przedstawienie wyników analizy wystarczalności zasobów wytwórczych w sytuacji, gdy nie będą podejmowane dalsze działania dla odbudowy i rozwoju wolumenu mocy wytwórczej jednostek konwencjonalnych, w tym jądrowych w KSE. Ma to na celu zobrazowanie skali potencjalnych wyzwań w zakresie budowy nowych mocy.

4.8. Ocena wystarczalności mocy

Ocena została przygotowana na podstawie analizy dostępności zdolności wytwórczych w jednostkach konwencjonalnych JWCD oraz pozostałych konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych.

W celu oceny dostępności mocy z niesterowalnych źródeł OZE uwzględniono rozwój technologii lądowych i morskich elektrowni wiatrowych oraz elektrowni fotowoltaicznych w analizowanym okresie 2025-2040, godzinowe profile współczynników wykorzystania mocy zostały skorygowane w funkcji prognozowanego postępu technologicznego dla instalacji planowanych oraz degradacji istniejących urządzeń. Powyższe przełożyło się na zmianę wartości średniorocznych współczynników wykorzystania mocy.

Ocenę wystarczalności mocy w KSE wykonano bez uwzględniania mocy dostępnej w ramach połączeń transgranicznych. Powodem takiego podejścia są liczne

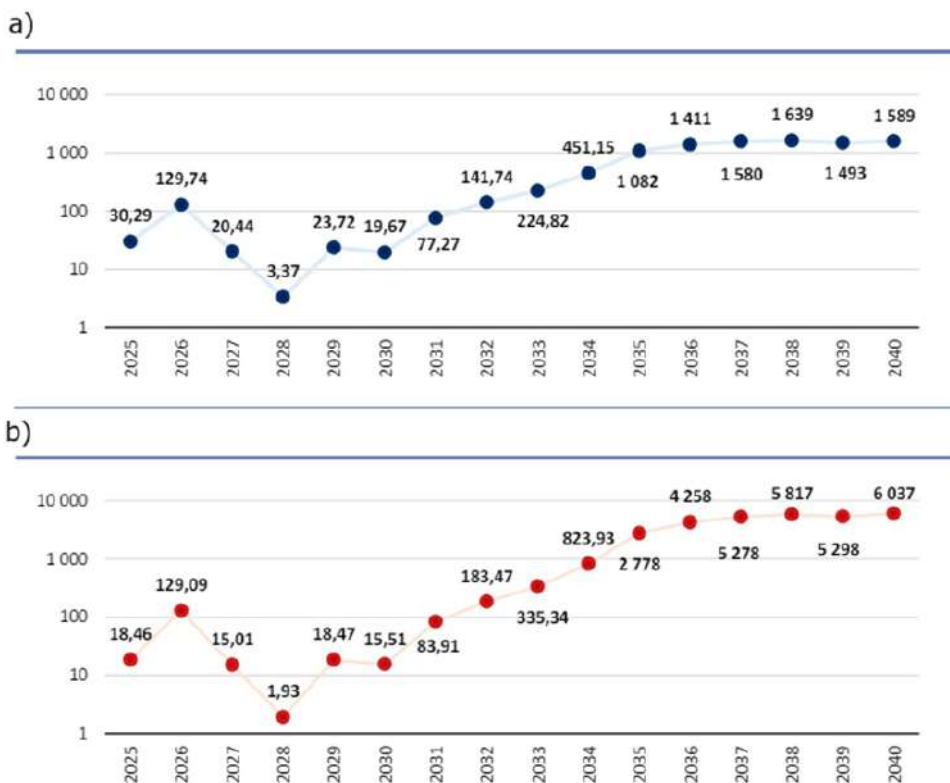
niepewności oraz zmieniające się uwarunkowania funkcjonowania systemów elektroenergetycznych w krajach Unii Europejskiej, które w praktyce uniemożliwiają wiarygodne prognozowanie długoterminowe wykorzystywania połączeń transgranicznych.

Wyniku analizy wystarczalności mocy na podstawie przyjętych założeń wyznaczono wartości wskaźników LOLE oraz EENS w horyzoncie do 2040 r.

LOLE - oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy (standardem bezpieczeństwa dostaw jest wartość nie więcej niż 3 godziny).

EENS - oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie

Na rysunku 4.4 przedstawiono średnie oraz skrajne wartości wyżej wymienionych wskaźników dla rozpatrywanych lat klimatycznych.



Rys. 4.4. Średnie wartości wskaźników LOLE [h/rok] (a) oraz EENS [GWh/rok] (b) w latach 2025-2040, źródło: PSE S.A.

4.9. Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna dla utrzymania wskaźników bezpieczeństwa

Dla uzyskanych wyników analizy oszacowano wymaganą dodatkową moc dyspozycyjną celem spełnienia wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych. Jako standard bezpieczeństwa przyjęto spełnienie warunku utrzymania średniej wartości wskaźnika na poziomie nie większym niż 3 godziny w roku.

Tab. 4.1. Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto w KSE, MW, źródło: PSE S.A.

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1 400	3 400	1 600	200	1 600	1 600	3 200	4 200	5 200	6 800	9 600	11 200	12 200	12 800	12 800	13 600

Wykonana będzie korekta ocenę zapotrzebowania na dodatkową moc dyspozycyjną PSE po przeprowadzanych konsultacjach i zaktualizowanych danych o przewidywanych terminach zakończenia eksploatacji źródeł wytwórczych czy faktycznej realizacji niektórych wcześniejszych planów inwestycyjnych. Przedstawione więc aktualnie w tabeli 4.1 dane o wielkości wymaganej mocy dodatkowej będą skorygowane. Należy spodziewać się większej luki mocowej od 2028 roku.

Należy mieć na uwadze, iż wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna może być wyższa ze względu na następujące uwarunkowania:

- wzrost tempa transformacji energetycznej, szybszy niż założono wzrost zapotrzebowania na energię i moc oraz plany realizacji wielkich inwestycji przemysłowych na obszarach specjalnych stref ekonomicznych,
- wystąpienie skrajnie niekorzystnych warunków klimatycznych w przyszłych latach,
- niepewność co do terminowej realizacji inwestycji zakontraktowanych w ramach rynku mocy,
- niepewność co do terminów trwałych odstawień istniejących jednostek wytwórczych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania.

Z tego powodu dla zapewnienia spełnienia w przyszłości standardu bezpieczeństwa konieczne jest podjęcie pilnych działań prowadzących do zwiększenia dostępnych mocy dyspozycyjnych. Źródłem takiej mocy mogą być w szczególności:

- nowe elektrownie gazowe – ponad zakontraktowane na rynku mocy – wg wiedzy PSE S.A. na istotnie zaawansowanych etapach koncepcyjnych i przygotowawczych są obecnie projekty o łącznej mocy rzędu 3 GW,
- przedłużanie eksploatacji istniejących jednostek węglowych, w tym wykorzystanie możliwości organizacji dodatkowych aukcji mocy uwzględniających jednostki niespełniające limitu emisji dla okresu od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2028 r. (o ile możliwość taka zostanie wprowadzona) – przyjęty scenariusz pesymistyczny zakłada wyłączenie około 2,4 GW mocy do roku 2026,
- nowe magazyny energii, w różnych technologiach oraz towarzyszący im dalszy rozwój OZE,
- nowe elektrownie biomasowe i biogazowe,
- elektrownie jądrowe, w latach 30-tych, zgodnie z harmonogramem określonym w PPEJ,
- technologie wodorowe i paliw alternatywnych typu P2P, prawdopodobnie w latach 30-tych, po osiągnięciu przez nie wystarczającej komercjalizacji,
- ewentualny import energii (w tym w trybie pomocy międzyoperatorskiej) oraz formy ograniczania popytu, np. usługi typu DSR, w odpowiedzi na występowanie warunków skrajnych i zdarzeń ekstremalnych.

Deficyt mocy w latach 2029-2035 bez podjęcia dodatkowych działań wynika z wyłączenia większości starych bloków na węgiel kamienny przy niewielkich efektach z dużych programów budowy nowych mocy (np. elektrownie jądrowe SMR i LNR, morskie farmy wiatrowe, długoterminowe magazyny energii). Ponadto uzyskiwanie nowych mocy w tych technologiach jest obciążone wysokim ryzykiem opóźnień, bo są to nowe technologie nie istniejące w Polsce a SMR i długoterminowe magazyny poza zbiornikowymi elektrowniami wodnymi również na świecie.

4.10. Ocena sytuacji w KSE, możliwości zbilansowania mocy podażą ze źródeł konwencjonalnych

Zapotrzebowanie na moc rośnie zgodnie z wcześniejszymi prognozami, a w sezonie zimowym 2023/24, szczytowe zapotrzebowanie na moc czynną (zaangażowaną w produkcję energii) sięgnęło już wartości 29 GW. W Polsce, jak w większości krajów UE ustalono, że dla bezpieczeństwa dostaw energii konieczne jest dopuszczanie prawdopodobieństwa przerw w dostawach z powodu niedostatecznych mocy

(LOLE) tylko do 3 godzin w roku. Przy obecnej i planowanej strukturze mocy w KSE, dla uzyskania takiego poziomu bezpieczeństwa wymagane jest utrzymywanie około 9% mocy rezerwowych.

W najbliższych 10 latach mogą być dostępne przede wszystkim moce w jednostkach węglowych i gazowych, ponieważ jednostki na biomasę i biogaz mają mały potencjał rozwojowy, a istotne moce produkcyjne w jednostkach jądrowych będą dostępne prawdopodobnie około 2035 roku. Nawet szybki rozwój SMR nie pozwoli na pozyskanie około 3-3,5 GW potrzebnych mocy od 2029 roku. DSR może obniżyć szczytowe zapotrzebowanie o około 1500 MW, ale w stosunkowo niewielkiej ilości godzin. Import mocy będzie miał podobne znaczenie ilościowe jak DSR, ale będzie obciążony znacznie większym ryzykiem.

Ze wstępnych analiz wynika, że bilans mocy w Polsce w latach 2029-2035 można zrównoważyć tylko przez działania w dwu kierunkach:

- budowa jednostek gazowych o mocy co najmniej 3 GW,
- stworzenie warunków dla eksploatacji jednostek węglowych po 2028 roku.

W ocenie PSE, co najmniej do 2035 roku zapotrzebowanie, zwłaszcza w zimowych okresach niskiej produkcji w OZE (czasem kilkunastodniowych), musi być pokrywane głównie przez istniejące jednostki ciepłne i ewentualnie nowe jednostki w technologiach niezależnych od pogody. W tych okresach tylko w pojedynczych godzinach, pokrywanie zapotrzebowania może być wspierane przez redukcję zapotrzebowania (DSR) i import. Obecnie w Polsce dostępne są tylko krótkoterminowe magazyny i to w niewystarczających ilościach, w przyszłości prawdopodobnie dostępne będą również magazyny wielodniowe, np. układy elektrownia wiatrowa – hydrolizer – magazyn wodoru – elektrownia gazowa na wodór. Ponadto w przyszłości możliwe jest opanowanie technologii CCS/U w stopniu umożliwiającym eksploatację jednostek na gaz ziemny. Jednak w najbliższym okresie, w technologiach pogodnie niezależnych można zbudować tylko gazowe jednostki wytwórcze i magazyny krótkoterminowe.

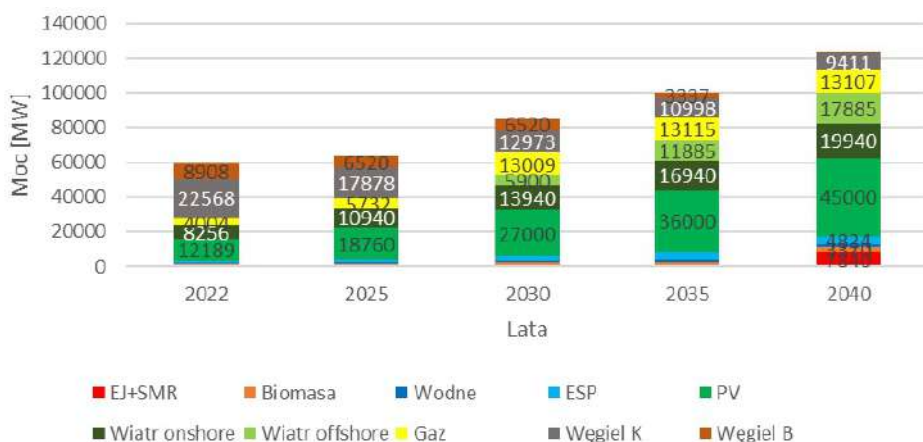
4.11. Struktura mocy zainstalowanej w KSE wg PEP2040 (ver. 06.2023)

Dotychczas nadal obowiązującym dokumentem strategicznym w realizacji transformacji energetycznej jest Polityka Energetyczna Państwa z 2021 roku. W czerwcu 2023 roku odbyła się prekonsultacja Scenariusza 3 do aktualizacji PEP2040/KPEIK

jako analizy sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainę.

Mimo, że ten dokument nie został formalnie przyjęty, to faktycznie w sposób najbardziej zbliżony odzwierciedla aktualną sytuację rynkową i geopolityczną sektora energetyki. Podstawą strategicznego działania w krajowym sektorze wytwarzania nie są warunki rynkowe ale polityka energetyczna państwa. Z tego względu ten projekt jest tutaj przyjęty do dalszej oceny roli energetyki konwencjonalnej w okresie transformacji.

W mojej ocenie zbyt optymistyczne są terminy dostępności energetyki jądrowej LNR i SMR, oraz terminy przyrostu nowych mocy w morskich elektrowniach wiatrowych. W tej analizie przyjęto pierwszą moc z elektrowni jądrowej po roku 2035 a na rok 2040 jedynie 50% z zaplanowanej 7840 MW.



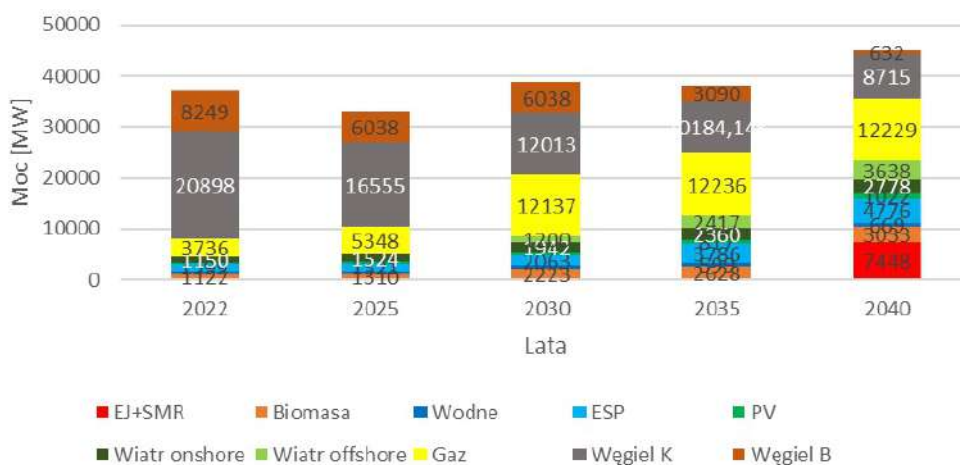
Rys. 4.5. Struktura mocy zainstalowanej wg PEP2040 (06.2023)

Dyspozycyjność mocy w źródłach wytwórczych we wszystkich technologiach jest mniejsza od mocy zainstalowanej. Korekcja faktycznej dostępności mocy (sterowalnej) uwzględniająca dyspozycyjność techniczną oraz produktywność dla źródeł pogodozależnych w sposób najbardziej obiektywny jest skorygowana korekcyjnym współczynnikiem dyspozycyjności (KWD) dla poszczególnych technologii paliwowych z Rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 6.08.2020 r.

Po zastosowaniu współczynnika KWD (4.2), suma wielkości mocy dyspozycyjnej (sterowalnej) we wszystkich technologiach przedstawiona jest na rysunku 4.6. W takiej strukturze technologicznej źródeł wytwórczych konieczne jest z okresie transformacji utrzymanie mocy w źródłach konwencjonalnych dla zapewnienia możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc wg PEP 2040.

Tab. 4.2. Korekcyjny Współczynnik Dyspozycyjności (KWD) dla poszczególnych technologii paliwowych, źródło: Rozporządzenie Ministra Klimatu z 6 sierpnia 2020 roku w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2025 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2022

Typ	Korekcyjny Współczynnik Dyspozycyjności w %
turbiny parowe, układy turbin parowych, turbin powietrznych, ogniw paliwowych oraz organicznego cyklu Rankine'a	92,58
układy gazowo-parowe	93,94
turbiny gazowe pracujące w cyklu prostym oraz silników tłokowych	93,40
turbiny wiatrowe lądowe	13,93
turbiny wiatrowe morskie	20,34
elektrownie wodne przepływowe	46,81
elektrownie wodne zbiornikowo-przepływowe, zbiornikowe z członem pompowym oraz zbiornikowo-przepływowe z członem pompowym	99,37
elektrownie słoneczne	2,27
magazyny energii elektrycznej w postaci akumulatorów, kinetycznych zasobników energii i superkondensatorów	96,11
jednostki redukcji zapotrzebowania	100,00
pozostałe rodzaje technologii	90,78



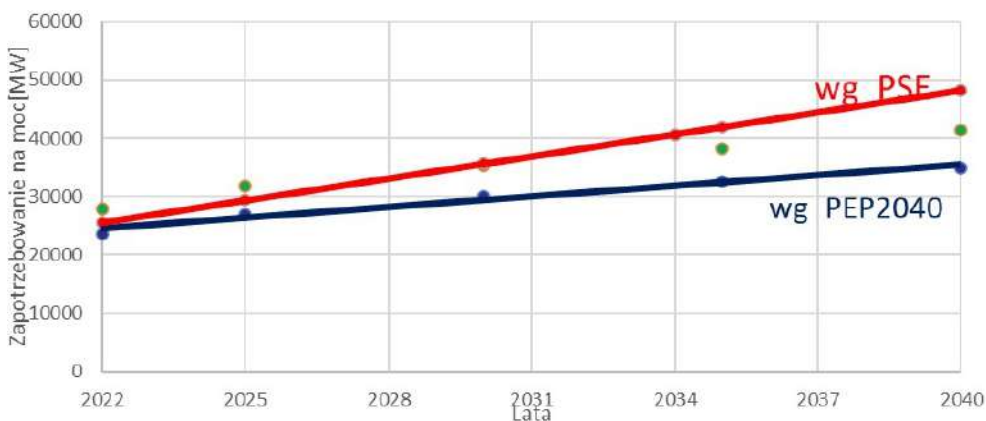
Rys. 4.6. Moc sterowalna została wyznaczona poprzez przemnożenie mocy zainstalowanej przez KWD

4.12. Krajowe zapotrzebowanie na moc według Planu Rozwoju PSE

Rzeczywisty wzrost zapotrzebowania na moc sterowalną może być potencjalnie większy niż prognozowany w PEP 2040 nawet przy globalnych „zakłóceniach” jak w ostatnich latach, wyprzedzając wzrost krajowego zapotrzebowania na energię ze względu na:

- Prężnie rozwijający się sektor data centers.
- Elektryfikację przemysłu.
- Elektryfikację ciepłownictwa.
- Indywidualne pompy ciepła.
- Elektryfikacja transportu drogowego.
- Mimo wprowadzania taryf dynamicznych z zachęty do zmiany profilu odbioru energii.

Profil zapotrzebowania na moc jest uzależniony od czynników pogodowych i dlatego może wykazywać istotne zróżnicowanie w poszczególnych latach. Na rysunku 4.7 przedstawione jest prognozowane zapotrzebowanie na moc według projektu aktualizacji PEP2040 z czerwca 2023, oraz według prognozy z projektu Planu Rozwoju PSE na lata 2025-2034.

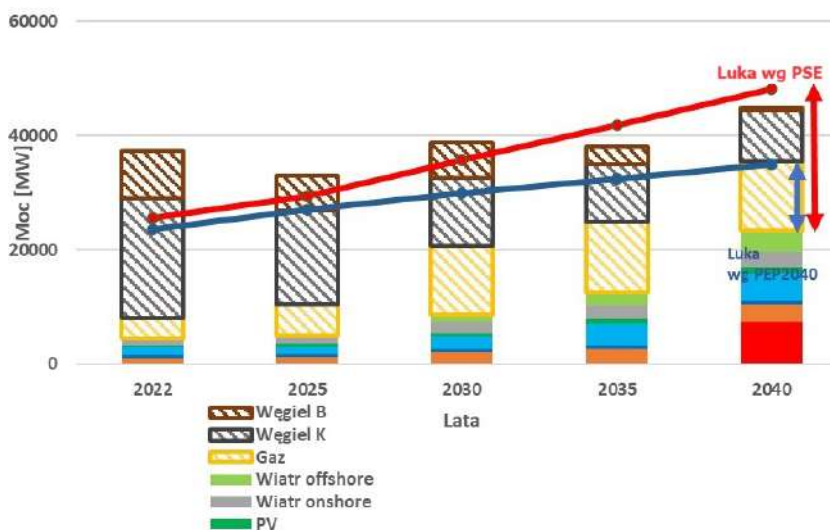


Rys. 4.7. Scenariusz PSE dla szczytu zimowego wg planu rozwoju do roku 2034 i danych z roku 2022 (dane dla lat 2025,2030,2040 aproksymowane liniowo)

Z tego względu przyjęte zostało do oceny prognozowane zapotrzebowanie na moc według Planu Rozwoju PSE z liniową aproksymacją wartości na rok 2040.

Ocena pokrycia zapotrzebowania na moc sterowalną wskazuje na poważne ryzyko braku wystarczającej mocy i powstanie „luki mocowej” po roku 2030 nawet w sytuacji utrzymania zaplanowanych mocy w elektrowniach węglowych i przyrostu z zaplanowanych i budowanych elektrowni gazowych.

Na rysunku 4.8 wskazana została luka mocowa w przypadku pokrycia zapotrzebowania wyłącznie przez źródła bezemisyjne (OZE i atom) i braku dostępności mocy z energetyki konwencjonalnej (węglowej i gazowej).



Rys. 4.8. Struktura mocy sterowalnej bez źródeł konwencjonalnych z luką mocową

4.13. Uzupełnienie luki mocowej przez energetykę konwencjonalną

Przyjęto, że lukę mocową mogą wypełnić tylko dostępne komercyjnie technologie wytwarzania. Przyjęto również brak możliwości pełnej decentralizacji wytwarzania ze względu na brak pewności wystarczającej dostępności mocy z nowych rozproszonych źródeł wytwórczych, magazynów energii i DSR, oraz na ograniczenia systemu dystrybucyjnego.

Z tego względu przyjęto scenariusz zakładający;

- wydłużenie eksploatacji bloków węglowych,
- dodatkowo 2 GW nowych mocy gazowych (CCGT)
- oraz 3 GW w EC po 2030,
- dodatkowo 3-5 GW (OCGT) w latach 2040-2045.

Wymaga to dla bloków węglowych:

- Późniejsze niż w PEP 2040 wyłączenie wybranych jednostek węglowych.
- Konieczność wyznaczenie bloków węglowych do dłuższego utrzymania w ruchu.
- Przygotowanie wybranych bloków do nowego reżimu pracy (elastycznej).
- Przeznaczenie części bloków do zimnej rezerwy dysponowanej przez PSE poza rynkiem (podobny jak dawniej IRZ).
- Planu modernizacji wybranych bloków dla dostosowania do pracy elastycznej.
- Optymalizacja kosztów utrzymania wybranych bloków w przedłużonym czasie pracy i oczekiwanej dyspozycyjności.

Dla bloków gazowych:

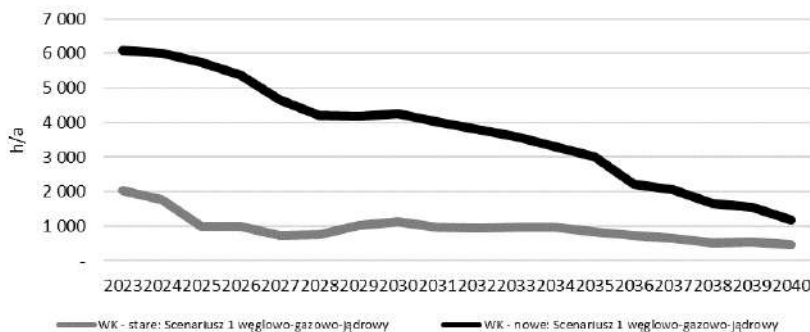
- Przygotowania nowego Rynku Mocy po 2028, aby przy wcześniejszym wyłączeniu jednostek węglowych dodatkowo możliwe było powstanie ok. 2 GW nowych mocy gazowych (CCGT).
- Jeszcze dodatkowo potrzebne będzie ok. 3-5 GW (OCGT) po 2040.
- Możliwość zabudowy instalacji CCS na wybranych istniejących CCGT.
- Skuteczny scarcity pricing w nowym modelu rynku energii jako impuls inwestycyjny.

4.14. Rola bloków węglowych w transformacji

W kolejnych latach produkcja energii z elektrowni węglowych będzie miała coraz mniejszy udział w strukturze krajowej produkcji. Pozostaną jedynie nadal istotne

w krajowym bilansie mocy oraz w dostarczaniu niezbędnych usług systemowych dla bezpiecznej pracy KSE. Znacznie zmniejszy się czas wykorzystania mocy a tym samym znacznie zmniejszy się udział elektrowni węglowych w krajowym bilansie emisji CO₂. Ale potrzeba jest zrealizowania wielu zadań dla zapewnienia dyspozycyjności technologicznej i efektywności ekonomicznej:

- Konieczność konsultacji z PSE w sprawie wyznaczenia nowych reżimów pracy.
- Analiza zakresu dostosowania do nowego reżimu pracy elastycznej.
- Zapewnienie dostaw usług regulacyjnych dla PSE.
- Przygotowanie planu ich modernizacji/remontów oraz planu stopniowego wyłączenia pozostałych.
- Konieczność zapewnienia warunków ekonomicznych utrzymania bloków węglowych przy zmniejszającym się czasie pracy (nowy Rynek Mocy, płatności dla pokrycia kosztów stałych, zimna rezerwa w dyspozycji i na koszt PSE, ...).
- Konieczność przygotowania obiektywnej – jednolitej metodologii wyceny kosztów utrzymania majątku w elektrowniach węglowych, z uwzględnieniem oceny trwałości materiałów, dyspozycyjności urządzeń.



Rys. 4.9. Czas wykorzystania mocy bloków węglowych wg Planu Rozwoju PSE

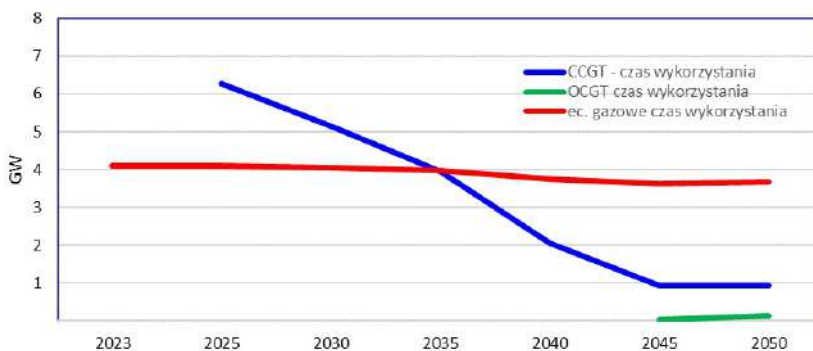
4.15. Rola bloków gazowych w transformacji

Gazowe kondensacyjne bloki energetyczne (CCGT) o dużych i średnich mocach będą przede wszystkim istotnym elementem bilansu mocy w KSE i wypełnienia

luki mocowej. Ze wzrostem udziału w strukturze produkcji energii źródeł OZE, zmniejszać się czas wykorzystania mocy zainstalowanej. Z tego między innymi względu konieczne będzie przygotowanie nowego mechanizmu wsparcia (nowego Rynku Mocy) po roku 2028, aby umożliwić utrzymanie niezbędnych jednostek gazowych bez ryzyka powstania kosztów osieroconych lub podejmowania decyzji o trwałych wyłączenia z powodu braku efektywności ekonomicznej.

Gazowe bloki kogeneracyjne w elektrociepłowniach do czasu dostępności nowych odnawialnych technologii wytwarzania ciepła w dużych systemach ciepłowniczych lub sezonowych magazynów ciepła, będą stanowić podstawę produkcji ciepła i dodatkowo niezbędną moc sterowalną dla KSE.

Na rysunku 4.10 przedstawiono prognozę czasu wykorzystania mocy jednostek gazowych.



Rys. 4.10. Prognoza czasu wykorzystania mocy jednostek gazowych

Wykorzystanie i rola bloków gazowych będzie zmieniać się w okresie transformacji wraz ze wzrostem dostępności mocy z OZE a następnie po faktycznej dostępności mocy jądrowych z LNR i SMR i dużych magazynów energii potrzebne będzie:

- Dostosowanie do zwiększonego zakresu pracy elastycznej.
- Dostarczanie usług regulacyjnych na potrzeby PSE.
- Dostosowanie nowych jednostek do współpalania wodoru.
- Przygotowanie planu budowy OCGT po 2040 z bardzo krótkim czasem pracy.
- Budowa gazowych bloków tylko w efektywnych systemach ciepłowniczych.

- Na wypadek niedotrzymania terminów rozwoju źródeł OZE i EJ plan rezerwowo budowy nowych jednostek gazowych jako alternatywa przy wysokim koszcie CO₂ i zakończeniu eksploatacji bloków węglowych.

4.16. Warunki bezpiecznej transformacji technologicznej z udziałem energetyki konwencjonalnej

Jak wynika z oceny wystarczalności mocy w okresie transformacji energetycznej, dla zapewnienia utrzymania bezpieczeństwa pracy KSE w zakresie dotrzymania wartości wskaźników LOLE (czas deficytu mocy nie więcej niż 3 godziny) oraz EENS (wolumen niedostarczonej energii) w horyzoncie do 2040 r. niezbędne jest spełnienie poniższych warunków:

- Przebudowy struktury sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.
- Utrzymanie majątku wytwórczego w konwencjonalnych elektrowniach w dobrym stanie.
- Przygotowanie planu włączeń jednostek węglowych i optymalny dobór jednostek mających pracować dalej w innym reżimie.
- Utrzymanie profesjonalnego personelu utrzymania ruchu i majątku.
- Wykonanie wraz z PSE analiz zapotrzebowania KSE na moc i energię z wybranych grup jednostek wytwórczych.
- Wykonanie analiz kosztów niezbędnych do utrzymania majątku poszczególnych jednostek wytwórczych i wykorzystanie do optymalnego zaplanowania czasu wydłużenia eksploatacji.
- Należy wziąć też pod uwagę scenariusz niedotrzymania terminów budowy i integracji źródeł niskoemisyjnych do KSE oraz energetyki jądrowej.
- Przygotowanie planu wybudowania dodatkowych jednostek gazowych CCGT i OCGT.

Na określenie ilości mocy konwencjonalnych w okresie transformacji energetycznej oraz charakteru świadczonych usług wynikało będzie, przede wszystkim z terminów dostępności mocy z energetyki jądrowej oraz czasu dostępu do komercyjnych nowych technologii magazynowania energii.

Rozdział 5

Czynniki kształtujące poziom cen energii elektrycznej w okresie transformacji

Marek Kulesa
Towarzystwo Obrotu Energią

5.1. Wprowadzenie

Rynek energii elektrycznej podlega sukcesywnym zmianom wyznaczanym przez liczne czynniki zewnętrzne (w tym światowe i unijne) i wewnętrzne (krajowe). Od 2021 roku mamy do czynienia z niespotykaną we wcześniejszych latach zmiennością cen energii elektrycznej zarówno na rynku hurtowym, jak i na rynku detalicznym (rozumianym jako rynek, na którym stroną transakcji jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej na tzw. własny użytek). Najważniejszym czynnikiem geopolitycznym mającym wpływ na drastyczny wzrost cen energii w 2022 roku była napaść Rosji na Ukrainę, a szybkim następstwem tego stała się wojna gospodarcza Rosji i Unii Europejskiej (UE). Przyjęte w wielu krajach UE działania ograniczające wzrosty cen energii elektrycznej (na obu ww. rynkach) były, co oczywiste, ingerencją w przyjęty wcześniej, rynkowy model działania elektroenergetyki. Realia działania rynków energii, w tym zarówno ww. ograniczenia rynku, jak i rozwój nowych rozwiązań rynkowych w okresie transformacji elektroenergetyki, wymuszają nowe podejście do tworzenia strategii licznych uczestników rynku energii elektrycznej.

W referacie zostały przeanalizowane między innymi ceny energii elektrycznej zarówno na rynku giełdowym (miesięczne, z podziałem na rynek dnia następnego i tzw. rynek terminowy), jak i na rynku detalicznym z uwzględnieniem tzw. zamrożenia cen. Analizie poddano tzw. czynniki fundamentalne kształtujące ceny energii elektrycznej w Polsce i UE, w tym między innymi polski miks energetyczny (strukturę wytwarzania, z szerszym uwzględnieniem odnawialnych źródeł energii (OZE), i jej zmiany), zmiany zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną, ceny tzw. indeksów węglowych oraz ceny paliwa gazowego, ceny praw do emisji CO₂, ale i uwarunkowania formalno – prawne polskiego rynku energii elektrycznej, w tym tzw. ustawy zamrażające ceny energii elektrycznej oraz ich nowelizacje.

5.2. Wycena energii elektrycznej na rynku hurtowym (model tzw. „merit order”)

Wycena energii elektrycznej na rynku hurtowym oparta jest na modelu tzw. kosztów krańcowych jej wytwarzania, które uporządkowane są od najniższych do najwyższych, przy uwzględnieniu oferowanych, dla określonych cen, mocy wytwórczych źródeł („merit order”). Model hurtowego rynku energii elektrycznej jest zorganizowany w taki sposób, aby w pierwszej kolejności do systemu elektroenergetycznego „trafiała” energia elektryczna produkowana przez jednostki o najniższym koszcie zmiennym wytwarzania. W przypadku sprzyjających warunków pogodowych będą to oczywiście OZE. Koszt inwestycji w ich przypadku jest relatywnie wysoki, jednak sam koszt zmiennej produkcji energii pozostaje najniższy. Przy zwiększającym się zapotrzebowaniu na energię elektryczną niezbędne staje się „włączenie” do pracy w systemie elektroenergetycznym źródeł coraz droższych. Cena krańcowa, przyjmowana do rozliczeń na hurtowym rynku energii wyznaczana jest przez najdroższą jednostkę funkcjonującą w systemie. Systemowe elektrownie konwencjonalne (w Polsce najczęściej węglowe, patrz dalej) mogą dostosowywać swoją produkcję do popytu oraz warunków rynkowych w ramach swoich technicznych możliwości.

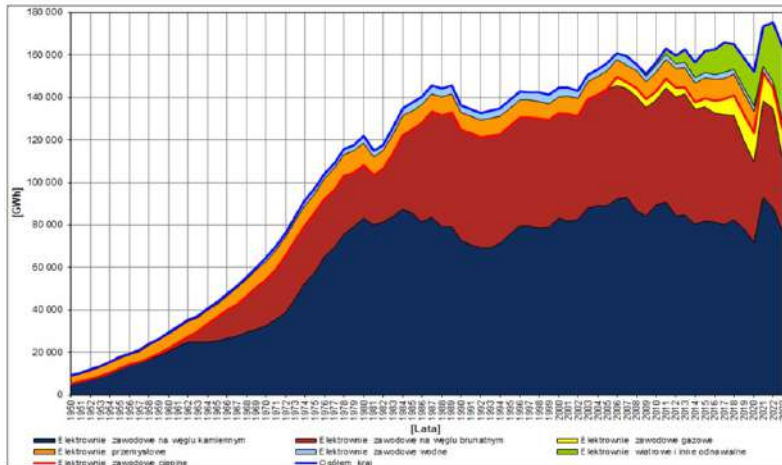
Podaż energii elektrycznej z większości działających w Polsce OZE jest mocno zależna od warunków atmosferycznych. Cena energii elektrycznej rośnie wraz ze wzrostem popytu i włączaniem do systemu kolejnych (coraz droższych) elektrowni. W przypadku braku wytwarzania z OZE zapotrzebowanie musi zostać pokryte przez elektrownie konwencjonalne (patrz szerzej - informacja i przykłady w [16]).

Gwałtowne i niespodziewane ograniczenie ilości dostarczanego z Rosji gazu stało się przyczyną drastycznych wzrostów cen energii elektrycznej na obszarze

UE, co wywołało dyskusje na temat zasad jej wyceny na rynkach hurtowych i powszechną krytykę mechanizmu „merit order”. W efekcie szereg krajów UE wprowadziło różnego rodzaju administracyjne programy mające na celu ochronę swoich gospodarek i obywateli przed nadmiernymi kosztami paliw i energii [2].

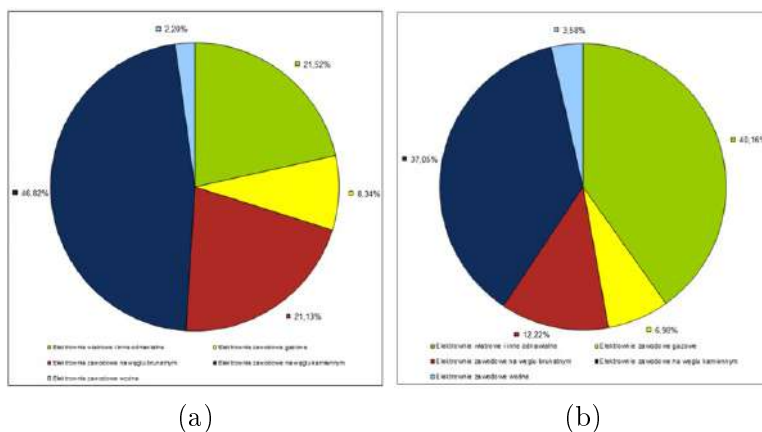
5.3. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce

W 2023 roku, zgodnie z danymi Agencji Rynku Energii S.A. (ARE) [1], w Polsce wyprodukowano około 166,4 TWh energii elektrycznej i było to mniej o 7,3% (tj. o 13 180,1 GWh) niż w 2022 roku. Spadek produkcji, wg ARE, to w dużym stopniu wynik dużych wzrostów cen energii elektrycznej i związanego z tym zmniejszonego zapotrzebowania na nią. Znaczne spadki w sektorze wytwarzania energii elektrycznej, wynoszące w porównaniu z 2023 rokiem aż 26,5% (około 12,5 TWh) odnotowano w elektrowniach na węglu brunatnym. Duży spadek produkcji rok do roku, wynoszący około 18,5% (około 11,4 TWh), dotyczył także elektrowni na węglu kamiennym. Na rysunku 5.1, za danymi PSE S.A. [7], przedstawiono produkcję energii elektrycznej w latach 1950÷2023 z podziałem na poszczególne, główne rodzaje źródeł wytwórczych.



Rys. 5.1. Produkcja energii elektrycznej w latach 1950÷2023 [PSE S.A.]

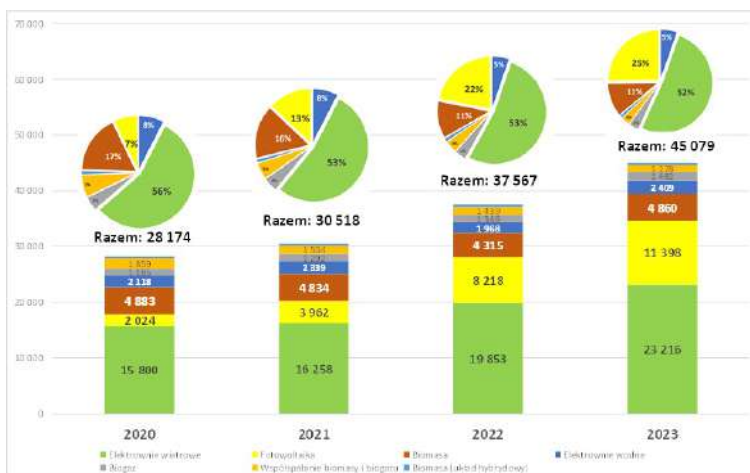
Na rysunku 5.2 przedstawiono, za PSE S.A. [7], udział w krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2023 roku oraz strukturę procentową mocy zainstalowanej w KSE stan na 31 grudnia 2023 r.



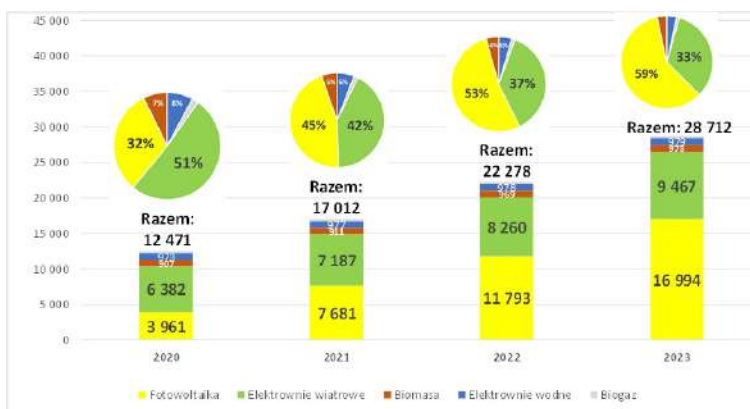
Rys. 5.2. Udział w krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2023 roku (a) oraz struktura procentowa mocy zainstalowanej w KSE stan na 31.12.2023 roku (b) [PSE S.A.]

W segmencie OZE, zgodnie z danymi ARE [1], w 2023 roku zostało wyprodukowanych około 45,1 TWh energii elektrycznej, był to wolumen większy niż rok wcześniej o około 20,0% (czyli o około 7,5 TWh). Zgodnie z danymi ARE poziom ten „dał” wysoki (27,1%) udział OZE w krajowej generacji energii elektrycznej, rok wcześniej udział ten był na poziomie około 20,9%. Wzrost produkcji z OZE w 2023 roku dotyczył wszystkich miesięcy z wyjątkiem stycznia i lutego. Spadek produkcji w tych miesiącach był spowodowany mniejszą wietrznością w porównaniu z poprzednim rokiem, a tym samym mniejszym wykorzystaniem mocy w farmach wiatrowych. Jednakże w marcu nastąpiła zmiana warunków pogodowych i energia wiatrowa zawiązką odrobiła już straty poprzednich miesięcy. Korzystne warunki meteorologiczne (wiatr oraz słońce) w 2023 roku przyczyniały się do „osiągania” kolejnych rekordów generacji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych (PV). Należy podkreślić, że prosumenci w 2023 roku wprowadzili do sieci około 6,8 TWh (dynamika aż 119,3%) energii elektrycznej z OZE, z czego zdecydowana większość pochodziło z instalacji PV. W odniesieniu do struktury mocy z kolei na koniec 2023 roku, w OZE w Polsce zainstalowanych było 28 712 MW, czyli więcej (o 28,9%; tj. o 6 434 MW) niż rok wcześniej. Na zmianę wpłynął przede wszystkim przyrost mocy fotowoltaiki (tj. o 5 200,4 MW), co dało około 16 994 MW na koniec 2023 roku. Od stycznia do grudnia 2023 roku przybyło aż 193 291 instalacji PV. Tym samym, pod względem zainstalowanej mocy, fotowoltaika jest największą technologią OZE w Polsce. Przyrost mocy dotyczył również

elektrowni wiatrowych. Energetyka wiatrowa pod względem zainstalowanej mocy OZE „spadła” na drugie miejsce już w 2021 roku. Na koniec 2023 roku w tym segmencie OZE zainstalowanych było 9 467 MW, co dało względem 2024 roku wzrost o około 1 207 MW (dynamika 114,6%). Od stycznia do grudnia 2023 roku przybyło 60 instalacji [1]. Na rysunkach 5.3 i 5.4 przedstawiono, na podstawie danych ARE [1, 12, 17], strukturę produkcji energii elektrycznej w OZE oraz moc zainstalowaną w OZE (na koniec grudnia danego roku) od roku 2020 do 2023.



Rys. 5.3. Struktura produkcji energii elektrycznej w OZE [GWh]
[Opracowanie własne na podstawie danych ARE]

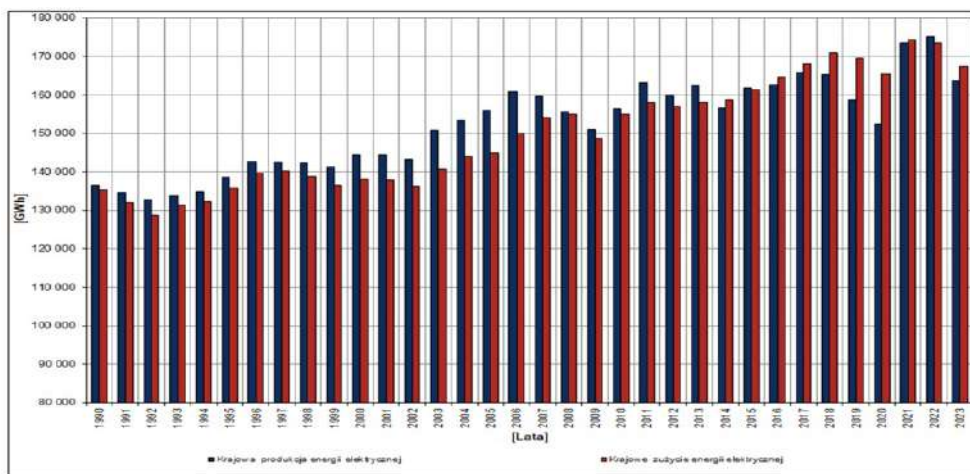


Rys. 5.4. Struktura mocy zainstalowanej w OZE [MW] na koniec grudnia
[Opracowanie własne na podstawie danych ARE]

5.4. Struktura zużycia energii elektrycznej w Polsce

W 2023 roku, zgodnie z danymi ARE [1], w Polsce zużyto około 169,7 GWh energii elektrycznej, przy czym w odniesieniu do roku poprzedniego był to poziom niższy o 4,4% (tj. o 7,9 TWh). Mniejsze zapotrzebowanie w 2023 roku, to głównie efekt zmniejszenia zużycia energii przez odbiorców końcowych. Przyczyną są wg ARE zarówno skuteczne działania na rzecz efektywności energetycznej, jak i przede wszystkim sytuacja ekonomiczna. Import energii (rzeczywiste przepływy) realizowany w 2023 roku o wolumenie 15,1 TWh, był minimalnie (o 0,6%) niższy niż w roku poprzednim. Był on jednocześnie większy od eksportu aż o 32,8% (tj. o 3,7 TWh), w 2022 roku sytuacja była odwrotna. Eksport na poziomie 11,4 TWh był o 32,6% niższy w 2022 roku (tj. o 5,5 TWh).

Na rysunku 5.5, za PSE S.A. [7] przedstawiono dane dotyczące krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w latach 1990 ÷ 2023.



Rys. 5.5. Krajowa produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 1990 ÷ 2023 [PSE S.A.]

Zgodnie z danymi ARE [1] wolumen energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym w kraju od stycznia do grudnia 2023 roku (131,9 TWh), był mniejszy niż w podobnym okresie roku 2022 o 2,5% (tj. o 3,3 TWh). Sprzedawcy z urzędu (tzw. przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziałe” (POSD)) jako dominujący sprzedawcy energii elektrycznej na detalicznym rynku energii elektrycznej, w 2023 roku obejmowali 77,5% rynku detalicznego, rok wcześniej (79,0%). Grupa tych przedsiębiorstw w 2023 roku sprzedała 102,2 TWh energii elektrycznej, była to ilość mniej-

sza niż w 2022 roku o 4,3% (tj. o 4 583,5 GWh). Zmniejszyła się (względem 2022 roku) sprzedaż do wszystkich grup odbiorców. Klienci korzystający z sieci wysokich napięć (WN) zakupili w POSD 16,7 TWh energii, czyli mniej niż rok wcześniej (o 5,5%). Sprzedaż energii klientom przyłączonym do sieci średnich napięć (SN) przez grupę POSD, była mniejsza (o 7,9%) i wyniosła 36,5 TWh. Odbiorcom biznesowym niskich napięć POSD sprzedały 17,6 TWh energii, było to mniej niż w podobnym okresie roku poprzedniego o 3,7%. Sprzedaż do gospodarstw domowych w POSD zmieniła się nieznacznie na minus (o 0,3%). Na zmniejszenie wolumenu sprzedaży wpłynął także w pewnym stopniu przyrost prosumentów. Sprzedaż energii przez POSD prowadzona jest zarówno w ramach tzw. umów kompleksowych, jak i w ramach umów rozdzielonych [1].

5.5. Wybrane notowania cen energii elektrycznej na rynku giełdowym w Polsce

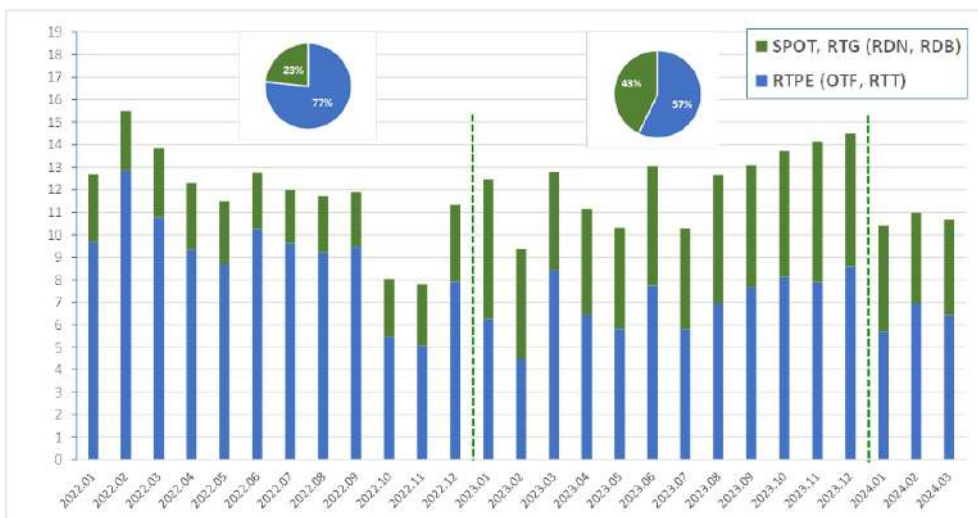
Zgodnie z danymi Towarowej Giełdy Energii S.A. (TGE), na parkietach której głównie prowadzony jest obrót energią elektryczną na rynku hurtowym w Polsce, wolumen obrotu energią elektryczną w 2022 roku wyniósł około 141,4 TWh, co oznaczało spadek o 37,2% w stosunku do roku 2021. Wolumen na rynku spot wyniósł 33,0 TWh (spadek o 8,9% w porównaniu z 2021). Obroty na Rynku Dnia Bieżącego (RDB) wyniosły około 2,0 TWh, a na Rynku Dnia Następnego (RDN) 31,0 TWh. Na rynku terminowym (RTT) obroty osiągnęły poziom 108,3 TWh, co stanowiło jednak spadek aż o 42,7% w porównaniu z rokiem 2021.

Obrót energią elektryczną na TGE z kolei w 2023 roku wyniósł około 147,5 TWh, co oznacza wzrost o 4,3% w stosunku do roku 2022. Bardzo duży wzrost względem roku 2022, wynoszący aż 91,4% zanotowano na tzw. rynku spot, na którym obroty na RDB, wynoszące około 4,8 TWh, wzrosły aż o 143,8%. Z kolei na RDN obroty wyniosły 58,4 TWh, a zanotowany wzrost (rok do roku – r/r) to 88,1%. Na RTT, znacząco większe obroty niż łącznie na rynkach RDN i RDB, osiągnęły ponad 84,2 TWh, co jednak stanowiło spadek o 22,2% w porównaniu z rokiem 2022.

Notowane na TGE miesięczne wolumeny energii elektrycznej od początku 2022 roku do końca pierwszego kwartału 2024 roku przedstawiono na rysunku 5.6.

Na Rynku Dnia Następnego (RDN) TGE w roku 2022 średnioważona cena (BASE) ukształtowała się na poziomie 796 PLN/MWh. Średnia cena energii elektrycznej osiągnęła prawie stuprocentowy (99%) wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim. W perspektywie dwuletniej natomiast był to wzrost rzędu aż 276%. Największą dynamikę cen w UE zanotowano w lipcu i sierpniu 2022 roku, gdzie

ceny energii w UE wzrosły kolejno o około 280% w lipcu oraz około 450% w sierpniu (adekwatnie do miesiący z roku poprzedniego). W Polsce wzrost cen energii elektrycznej w tych miesiącach był spowodowany także obawami o braki węgla na sezon grzewczy 2022/2023, jak i idącymi za tym masowymi wyłączeniami i ograniczeniami mocy elektrowni węglowych w celu oszczędzania surowca. Kluczowe czynniki kształtujące RDN w Polsce w roku 2022 stanowiły: wojna w Ukrainie, gwałtowny wzrost kosztów wytworzenia energii, zmiana kierunków importu węgla, a także wzrost mocy zainstalowanych oraz generacji ze źródeł fotowoltaicznych.



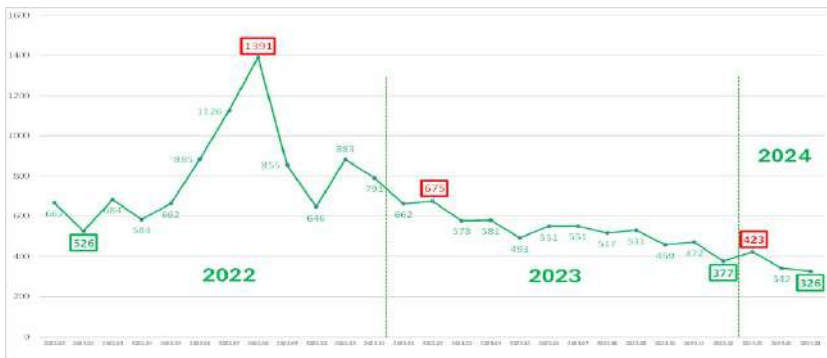
Rys. 5.6. Wolumeny energii elektrycznej na poszczególnych rynkach TGE [TWh] [opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.]

Z kolei w roku 2023 notowana na rynku giełdowym (TGE) średnioważona cena BASE na RDN ukształtowała się na poziomie 534 zł/MWh, co oznacza spadek o 262 zł/MWh względem roku 2022. Natomiast na rynku terminowym średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową w roku 2024 (BASE_Y-24) wyniosła w całym 2023 roku 642 zł/MWh i jest to spadek o 467 zł/MWh w stosunku do ceny z notowań kontraktu BASE_Y-23 w roku 2022.

Na rysunkach 5.7 i 5.8 przedstawiono opracowana na bazie danych TGE, średnie miesięczne ceny energii elektrycznej na RDN oraz średnie miesięczne ceny energii elektrycznej w kontrakcie rocznym z dostawą pasmową (BASE_Y) na RTT.

Należy jednak podkreślić, że w 2023 roku część energii elektrycznej produkowanej przez wytwórców była także sprzedawana poza rynkiem giełdowym. Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na rynku hurtowym przez wytwór-

ców (bez działalności obrotowej) przedstawiono na kolejnym rysunku. Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że zgodnie z danymi ARE [1] ceny sprzedaży energii elektrycznej w 2023 roku do przedsiębiorstw obrotu wzrosły (r/r) aż o 100,0 PLN/MWh, ale na rynku RTT na TGE spadły o 63 PLN/MWh. Cena sprzedaży na RTT była wyższa niż do przedsiębiorstw obrotu, a różnica wyniosła 131 PLN/MWh. W poprzednich kwartałach 2023 roku cena sprzedaży na rynku terminowym TGE również była wyższa niż do przedsiębiorstw obrotu. Od trzeciego do czwartego kwartału 2022 roku do przedsiębiorstw obrotu sprzedawano energię drożej niż na RTT TGE.

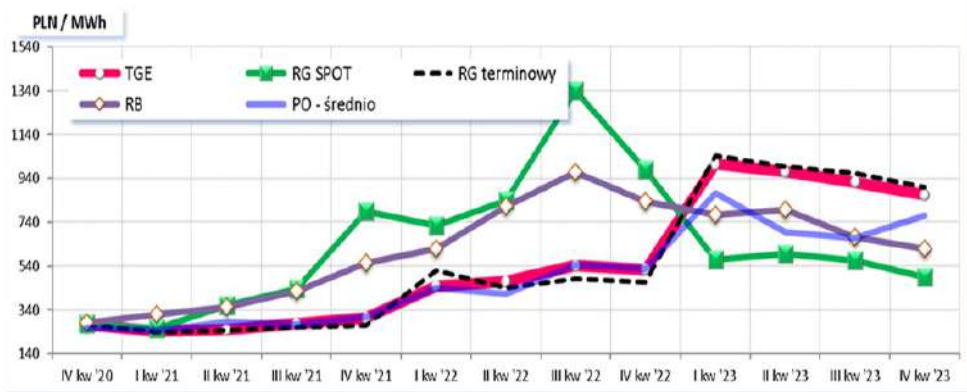


Rys. 5.7. Średnie miesięczne ceny energii elektrycznej na RDN na TGE S.A. [PLN/MWh] [opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.]



Rys. 5.8. Średnie miesięczne ceny energii elektrycznej w kontrakcie rocznym z dostawą pasmową (BASE_Y) na RTT na TGE S.A. [PLN/MWh] [opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.]

Na rysunku 5.9 przedstawiono średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na rynku hurtowym przez wytwórców (bez działalności obrotowej).



Rys. 5.9. Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na rynku hurtowym przez wytwórców (bez działalności obrotowej) [PLN/MWh] [ARE S.A.]

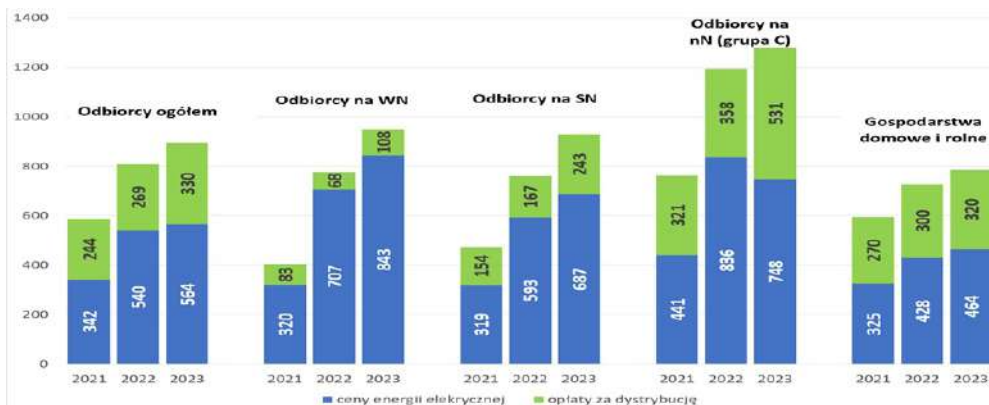
5.6. Ceny sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych

Zgodnie z danymi ARE [1] średnia łączna cena sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych, posiadających tzw. umowy kompleksowe w grupie największych spółek obrotu - sprzedawców z urzędu wzrosła w 2023 roku w odniesieniu do 2022 roku o 10,7% (tj. o 86 PLN/MWh), w tym - cena łączna dla odbiorców przyłączonych do sieci wysokich napięć wzrosła o 22,7% (tj. o 176 PLN/MWh); dla odbiorców końcowych przyłączonych do sieci średnich napięć cena wzrosła o prawie 172 PLN/MWh (tj. o 22,7%); dla odbiorców komercyjnych przyłączonych do sieci niskich napięć ceny były wyższe o 90,8 PLN/MWh (tj. o 7,6%), a dla odbiorców w gospodarstwach domowych o 55,7 PLN/MWh (tj. o 7,7%). Opłaty dystrybucyjne, stanowiące średnio w 2023 roku 36,9% łącznej ceny (rok wcześniej mniej – 33,3%), wzrosły o 60,2 PLN/MWh (tj. o 22,4%).

Łączne średnie ceny energii elektrycznej i usługi dystrybucji dla odbiorców końcowych posiadających umowy kompleksowe w grupie przedsiębiorstw obrotu – sprzedawców z urzędu, wg danych ARE, przedstawiono na rysunku 5.10.

Obawa przed skutkami społecznymi utrzymujących się wysokich cen energii elektrycznej oraz pojawieniem się kolejnego bodźca proinflacyjnego była jednym

z najważniejszych tematów debaty publicznej w III kwartale 2022 roku. Z punktu widzenia kształtowania się cen energii elektrycznej w grupie odbiorców końcowych w całym 2023 roku i w pierwszej połowie 2024 roku kluczowe znaczenie miały: (i) przyjęte przez Sejm RP jeszcze w październiku 2022 roku dwie ustawy [14, 15], poprzez które m.in. „zamrożono” ceny energii elektrycznej dla grupy tzw. odbiorców uprawnionych oraz (ii) przyjęta w grudniu 2023 roku dodatkowa ustawa wydłużająca „zamrożenie” o kolejne pół roku.



Rys. 5.10. Łączne średnie ceny energii elektrycznej i usługi dystrybucji dla odbiorców końcowych posiadających umowy kompleksowe w grupie przedsiębiorstw obrotu – sprzedawców z urzędu wg grup odbiorców [PLN/MWh] [opracowanie własne na podstawie danych ARE S.A.]

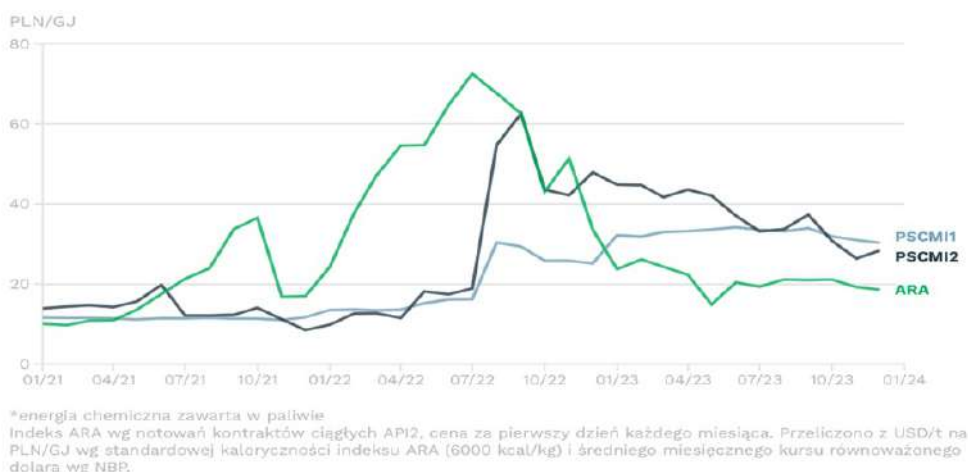
Ustawa z dnia 7 października 2023 r. [15] była pierwszą odpowiedzią legislacji w formie regulacji ustawowej dedykowanej odbiorcom końcowym na kryzys energetyczny, a w efekcie na skokowy wzrost cen energii elektrycznej. Niestety sam akt prawny przygotowany w pośpiechu i bez szerszych konsultacji społecznych, stanowił duże wyzwanie, szczególnie operacyjne, dla części sprzedażowej sektora elektroenergetycznego w Polsce. Tym niemniej sama ustawa spełniła swoje podstawowe zadanie jakim było ograniczenie wzrostu cen dla odbiorców uprawnionych. Wprowadzenie ram unijnych do nadzwyczajnych interwencji na rynku elektroenergetycznym dało asumpt do wdrożenia konkretnych środków mających na celu ograniczenie wzrostu cen energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom końcowym, uregulowanych w ustawie z dnia 27 października 2022 r. [14] oraz nałożenie w niej ograniczeń cenowych (które jednak trwały do końca 2023 roku) na liczne grono przedsiębiorstw energetycznych, w tym spółki obrotu. Należy jednak podkreślić, że zarówno w 2022 roku, jak i w 2023 roku na rynku detalicznym w Pol-

sce kontynuowany był obowiązek przedkładania do zatwierdzania Prezesowi URE taryf energii elektrycznej dla odbiorców z grupy taryfowej G przez wybranych sprzedawców energii elektrycznej. Obowiązek ten realizowany był w ramach ww. uwarunkowań prawnych, które zostały wprowadzone głównie przepisami ustawy z dnia 7 października 2022 r. [15]. Na mocy tych przepisów, wyjątkowo w 2022 roku, do zatwierdzenia taryf zostały również zobligowane wszystkie przedsiębiorstwa obrotu wykonujące zadania sprzedawcy z urzędu, także te, które dotychczas zwolnione były z tego obowiązku. Kolejna istotna zmiana (w porównaniu z taryfami energii elektrycznej na 2022 rok) polegała na tym, że ceny ustalone w ramach zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf na 2023 roku (ale także do połowy 2024 roku) nie są wprost stosowane do rozliczeń z odbiorcami końcowymi. Związane jest to z wprowadzonymi w Polsce ww. ustawami rozwiązaniami chroniącymi odbiorców. W przypadku gospodarstw domowych mechanizm limitu ceny łączył się z zamrożeniem cen do maksymalnego progu zużycia energii elektrycznej (między 3 MWh a 4 MWh), a średnia cena energii dla grup G w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE (zamrożonych ww. ustawami) wynosiła około 412 PLN/MWh. W obszarze cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych warty podkreślenia jest fakt, że w zakresie działań osłonowych na europejskim detalicznym rynku energii elektrycznej, państwa europejskie przeznaczyły na ochronę odbiorców energii przed skutkami kryzysu energetycznego aż 758 mld EUR [11]. Działania osłonowe podjęte przez europejskie państwa w odpowiedzi na kryzys energetyczny w przypadku zdecydowanej większości państw (28 na 29) obejmowały obniżkę VAT lub podatków energetycznych oraz wsparcie dla odbiorców biznesowych. Większość państw podjęło także decyzję o regulacji cen detalicznych energii elektrycznej (27 na 29), dodatkowym wsparciu odbiorców wrażliwych (27 na 29) oraz podatku od zysków nadzwyczajnych (25 na 29 państw) [11].

Co do kształtowania się cen na tzw. rynku detalicznym w drugiej połowie 2024 roku (a może i 2025 roku) zgodnie z informacjami portalu wysokienapiecie.pl rząd najprawdopodobniej zdecyduje się na stopniowe „odmrażanie” stawek w drugiej połowie roku i zakończenie „mrożenia” dopiero z końcem grudnia. Szczegółów (na połowę kwietnia 2024 roku) jeszcze nie znamy. Ciekawą koncepcję zaproponował Prezes URE dr Rafał Gawin. Zasugerował, że na mocy ustawy możliwa byłaby zmiana obecnych taryf (obowiązujących do końca 2024 roku) na nowe, obowiązujące od lipca 2024 do czerwca 2025 [4].

5.7. Czynniki fundamentalne kształtujące ceny energii elektrycznej w Polsce

Czynniki fundamentalne kształtujące ceny energii elektrycznej w Polsce, ale także i w UE, oprócz przedstawionych wcześniej krajowych struktur podaży i popytu oraz uwarunkowań formalno – prawnych rynku energii elektrycznej (w tym w Polsce tzw. ustaw zamrażających ceny energii elektrycznej oraz ich nowelizacji) stanowią głównie, przedstawione na kolejnych rysunkach, ceny węgla, tzw. indeksy węglowe, ceny paliwa gazowego oraz ceny praw do emisji CO₂. Czynniki te, których notowania, wskazywane często jako tzw. fundamentalne, w największym stopniu wpływają na ceny energii elektrycznej w UE i w Polsce.



Rys. 5.11. Notowania indeksów cen węgla krajowego o parametrach do celów wytwarzania energii (PSCMI1) i ciepłownictwa (PSCMI2) oraz węgla przyływającego do portów Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia (ARA) (PLN/GJ*) [energy.instrat.pl [5]]

Na rysunku 5.11 przedstawiono notowania indeksów cen węgla krajowego o parametrach do celów wytwarzania energii (PSCMI1) i ciepłownictwa (PSCMI2) oraz węgla przyływającego do portów Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia (ARA).

W 2023 roku produkcja elektrowni na węgiel kamienny była najniższa jak dotąd w tym stuleciu – tylko około 65,9 TWh. Jedną z przyczyn (jak wskazano powyżej) był rosnący udział energii z wiatru i słońca. Elektrownie na węgiel kamienny pracowały w tzw. w roli podszczytowej – średnie wykorzystanie mocy to ok. 3 tys.

godzin w roku, co stanowi o 16% mniej niż rok wcześniej. Zgodnie z informacjami z portalu energy.instrat.pl [5] spadek zapotrzebowania na węgiel nie pozostał bez wpływu na sprzedaż – w 2023 roku wyniosła ona 46,1 mln ton, czyli aż o 6,3 mln ton (-12,1%) mniej niż w roku 2022. Wydobycie również spadło (o 4,5 mln ton, czyli o 8,5%) do 48,4 mln ton. Wskutek tego zapasy węgla w kraju wzrosły przez rok o 5,17 mln ton (do 13,11 mln ton). Tak duże zapasy wystarczyłyby na pokrycie potrzeb w kraju przez ponad 3 miesiące, 65% spośród monitorowanych zapasów znajduje się przy elektrowniach. Ceny krajowego węgla dla elektrowni (PSCMI1) osiągnęły względną stabilizację (na wysokim poziomie). Od początku roku wahają się one w granicach 650-750 zł/t (30-35 zł/GJ). W tym czasie ceny węgla dla ciepłownictwa spadły z niecałych 1100 zł/t w okolice 700 zł/t (28,38 zł/GJ). To znacznie więcej niż międzynarodowe ceny węgla, które pod koniec 2023 roku spadły do około 20 zł/GJ, przy czym w 2024 roku na rynkach międzynarodowych nastąpiły kolejne spadki cen węgla [5].



Rys. 5.12. Średnie miesięczne ceny paliwa gazowego w kontrakcie rocznym z dostawą pasmową (BASE_Y) na RTT na TGE S.A. [PLN/MWh] [opracowanie własne na podstawie danych KO-BIZE]

W przypadku cen paliwa gazowego na rysunku 5.12 przedstawiono średnie miesięczne ceny tego paliwa w kontrakcie rocznym z dostawą pasmową (BASE_Y) na RTT na TGE. Wolumen obrotu gazem ziemnym na TGE wyniósł w 2023 roku ponad 133,1 TWh, co oznacza spadek o 6,0% w stosunku do roku 2022. Obroty na rynku spot ukształtowały się na poziomie 18,3 TWh (spadek o 19,7%), natomiast na rynku terminowym (RTPG) osiągnęły wartość 114,8 TWh (spa-

dek o 3,4%). Na rynku terminowym cena średnioważona kontraktu z dostawą w roku 2024 (GAS_BASE_Y-24) ukształtowała się w roku 2023 na poziomie 267,65 zł/MWh, czyli o 278,73 zł/MWh niższym od analogicznej ceny z notowań kontraktu GAS_BASE_Y-23 w roku 2022.

W ramach rynku pierwotnego aukcji uprawnień do emisji CO₂, zgodnie z informacją KOBIZE w 2023 roku odbyły się w sumie 223 aukcje uprawnień EUA i lotniczych EUAA, czyli o 3 więcej niż w 2022 roku. Swoje uprawnienia na aukcjach w 2023 roku za pośrednictwem giełdy EEX sprzedały 25 państwa EU oraz państwa z grupy EFTA - Norwegia, Islandia i Lichtenstein (w ramach jednej aukcji unijnej), a także na osobnych aukcjach – Niemcy, Polska oraz Irlandia Płn. Dodatkowo, w ramach aukcji unijnej, sprzedano również uprawnienia z Funduszu Innowacyjnego oraz Funduszu Modernizacyjnego, a także uprawnienia na tzw. RRF, czyli częściowe sfinansowanie planu REPowerEU uprawnieniami z EU ETS. Z kolei zapotrzebowanie na uprawnienia kształtowało się na dosyć wysokim poziomie, o czym świadczy tzw. wskaźnik „cover ratio” równy niemal 2,0 (szerzej patrz [8]). W aukcji udział brało średnio ok. 20 podmiotów, co można uznać za wynik bardzo dobry, świadczący o sporym zainteresowaniu aukcjami w 2023 r. Z kolei średni przychód na aukcję w 2023 r. wyniósł ok. 195,3 mln EUR (w 2022 roku - 180,6 mln EUR) [8].

Ceny uprawnień EUA za tonę CO₂ na rynku spot w okresie od stycznia do grudnia 2023 roku utrzymywały się w przedziale między ok. 66 EUR a 97 EUR. Już na początku roku, w styczniu i lutym 2023 r., odnotowano wyraźne wzrosty cen, tj. do ok. 97 EUR na rynku spot i ponad 100 EUR na rynku terminowym. Ten gwałtowny wzrost cen uprawnień stanowił całkowite zaskoczenie dla większości ekspertów rynkowych. Wcześniej oczekiwano raczej spadków cen w związku z przewidywanym zwiększeniem podaży uprawnień na aukcjach w 2023 roku, mającym na celu częściowe sfinansowanie planu REPowerEU. W kolejnych miesiącach, tj. w marcu i kwietniu, mimo usilnych prób kupujących, nie udało się utrzymać cen powyżej 90 EUR. Maj 2023 roku przyniósł kontynuację wyprzedaży uprawnień, sprowadzając ich ceny nawet poniżej psychologicznej granicy 80 EUR, z kolei czerwiec przyniósł bardzo silne „odreagowanie” rynkowe po tym, jak nastąpił wzrost cen na rynkach akcji. Efektem był szybki wzrost cen uprawnień do ok. 90 EUR. Na tym poziomie siła kupujących osłabła, ponieważ w kolejnych miesiącach ceny już nie rosły. Zamiast tego nastąpiła systematyczna wyprzedaż uprawnień, a rynek został zdominowany przez stronę podażową. Do października inwestorom kilkakrotnie udało się „obronić” poziom 80 EUR. Jednak w listopadzie nastąpił dalszy spadek cen – najpierw do lokalnego wsparcia na poziomie 75 EUR, a pod koniec miesiąca – do nowego minimum w 2023 roku, czyli do okolic 70 EUR. W połowie grudnia nastąpiło dalsze pogłębienie spadków do 65 EUR, czyli poziomów ostatni

raz zanotowanych we wrześniu i październiku 2022 r. [8].

Na rysunku 5.13 przedstawiono średnie miesięczne notowania cen uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS (EUR/tCO₂).



Rys. 5.13. Średnie miesięczne notowania cen uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS (EUR/tCO₂) [opracowanie własne na podstawie danych KOBIZE]

Jak przedstawiono na wcześniejszych rysunkach hurtowe ceny energii elektrycznej po znaczących wzrostach w połowie 2022 roku wciąż mają tendencję spadkową, której powodem są między innymi spadek cen paliwa (węgiel, gaz, patrz wyżej). W ciągu roku znacząco (co przedstawiono na kolejnym rysunku za [4]) spadły także ceny praw do emisji CO₂. Jak wskazano wcześniej w 2023 roku zmniejszyło się względem 2022 roku także zużycie energii elektrycznej. Wzrosła produkcja z OZE (patrz powyżej). W unijnej elektroenergetyce do pracy „wróciło” wiele bloków elektrowni atomowych we Francji. Poziom wypełnienia magazynów energii w zbiornikach wodnych w Skandynawii przekroczył 40%, a zbiorników gazu w UE 64%. Na wysokim poziomie utrzymują się także zapasy węgla. Wzrosły także zdolności importu do UE gazu ziemnego w postaci skroplonej (LNG) i gazociągami (Baltic Pipe) oraz zdolności wymiany transgranicznej gazu i energii elektrycznej [4]. Poziomy cen energii elektrycznej na polskiej giełdzie (RDN, RTT) na tle kosztów produkcji energii elektrycznej z węgla przy uwzględnieniu kosztu CO₂, za [4], przedstawiono na rysunku 5.14.



Rys. 5.14. Ceny energii elektrycznej na polskiej giełdzie i koszt jej produkcji z węgla [4] [wysokienapiecie.pl, przy wykorzystaniu danych Enerace.online, NBP, TGE]

5.8. Podsumowanie

Ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym począwszy od połowy 2021 roku do drugiej połowy 2022 roku znacząco wzrosły, początkowo na skutek ożywienia gospodarczego po pandemii COVID-19, a następnie przede wszystkim z powodu problemów z dostawami gazu po agresji Rosji na Ukrainę w lutym 2022 roku i w ślad za tym na skutek wzrostu cen wszystkich nośników energii. Wysokie ceny gazu miały natychmiastowy wpływ na ceny energii elektrycznej między innymi ze względu na stanowiący podstawę działania hurtowych rynków energii tzw. system „merit order”, w którym najdroższe (zwykle oparte na paliwach kopalnych) źródło energii ustala końcową cenę energii elektrycznej. Wskutek działań poszczególnych państw UE w kolejnych miesiącach 2022 roku, a następnie wskutek drastycznych spadków cen nośników energii, do ostatnich notowań cen energii elektrycznej w 2024 roku (marzec 2024 roku) mamy do czynienia ze znaczącymi spadkami cen energii elektrycznej zarówno w UE, jak i w Polsce. Na rynku detalicznym energii elektrycznej w Polsce kluczowym czynnikiem wpływającym na poziom cen energii elektrycznej przyjęte w październiku 2022 roku, wielokrotnie nowelizowane, ustawy „zamrażające” cen energii elektrycznej. W modelu stanowienia cen na rynku energii elektrycznej czynniki fundamentalne, kształtujące ceny

energii elektrycznej w Polsce, ale także i w UE, stanowią oprócz krajowych struktur podaży i popytu oraz uwarunkowań formalno-prawnych, ceny nośników energii (ceny węgla, tzw. indeksy węglowe, ceny paliwa gazowego oraz ceny praw do emisji CO₂). Nowymi uwarunkowaniami okresu transformacji, znacząco wpływającymi na ceny energii elektrycznej są i będą wg autora referatu między innymi: rosnący udział pogodowo-zależnych wytwórców OZE (PV i wiatr) w polskim miksie energetycznym, nowe tzw. trendy prosumenckie (rosnąca liczba małych źródeł PV, ale i liczby samochodów elektrycznych i przydomowych magazynów energii), a także realizacja planów w zakresie energetyki jądrowej oraz morskiej, jak również tempo powstawania średnio i wielkoskalowych magazynów energii.

5.9. Bibliografia

1. *Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. Biuletyn kwartalny. IV kwartały 2023*, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, **marzec 2024**.
2. Kaliś H., *Sytuacja odbiorców przemysłowych w dobie niskoemisyjnej transformacji energetycznej i technologicznej, uwarunkowania geopolityczne i rynkowe*, IEPiOE, Warszawa, **21 marca 2024**.
3. Kulesa M., *Rynek energii elektrycznej w Polsce w 2024 roku, wybrane uwarunkowania - bieżąca sytuacja na rynku energii*, TOE, Warszawa, **21 marca 2024**.
4. Derski B., *Prąd już poniżej 30 gr/kWh*, Portal wysokienapiecie.pl, **27 lutego 2024**.
5. Swoczyna B., *Węglowe podsumowanie roku 2023*, Portal energy.instrat.pl, **22 lutego 2024**.
6. *Podsumowanie działalności TGE w 2023 r.*, TGE S.A., Warszawa, **5 stycznia 2024**.
7. *Raport 2023 KSE. Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2023 roku*, PSE, **2024**.
8. *Raport z rynku CO₂*, KOBIZE, **141, grudzień 2023**.
9. *Ustawa z dnia 7 grudnia 2023 r. o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła*, Dz.U. 2023 poz. 2760, **2023**.

10. *Nowy model rynku energii elektrycznej w Polsce. Stan rynku w 2022 i 2023 roku (wybrane aspekty), argumenty przemawiające za zakończeniem „zamrażania” cen, proponowane kierunki zmian rynku energii elektrycznej*, Stanowisko Towarzystwa Obrótu Energią, Warszawa, **30 listopada 2023**.
11. Sgaravatti G., Tagliapietra S., Trasi C. and Zachmann G., *National policies to shield consumers from rising energy prices*, Bruegel Datasets, first published, **4 November 2021**, (last updated 26 June 2023).
12. *Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. Biuletyn kwartalny. IV kwartały 2022*, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, **marzec 2023**.
13. *Podsumowanie działalności TGE w 2022 r.*, TGE S.A., Warszawa, **4 stycznia 2023**.
14. *Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku*, Dz. U. 2022 poz. 2243 z późn. zm., **2022**.
15. *Ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej 2023 roku oraz w 2024 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej*, Dz.U. 2022 poz. 2127 z późn. zm., **2022**.
16. *Wyznaczanie ceny energii na Towarowej Giełdzie Energii czyli jak działa mechanizm ceny krańcowej*, PKEE, Warszawa, **27 września 2022**.
17. *Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. Biuletyn kwartalny. IV kwartały 2021*, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, **marzec 2022**.

Rozdział 6

Polski Program Energetyki Jądrowej vs Transformacja Energetyczna

Andrzej Chmielewski⁽¹⁾⁽²⁾⁽⁴⁾, Waldemar Kamrat⁽³⁾⁽⁴⁾

(1) Instytut Chemii i Techniki Jądrowej, Warszawa

(2) PTN & SEREN, Warszawa

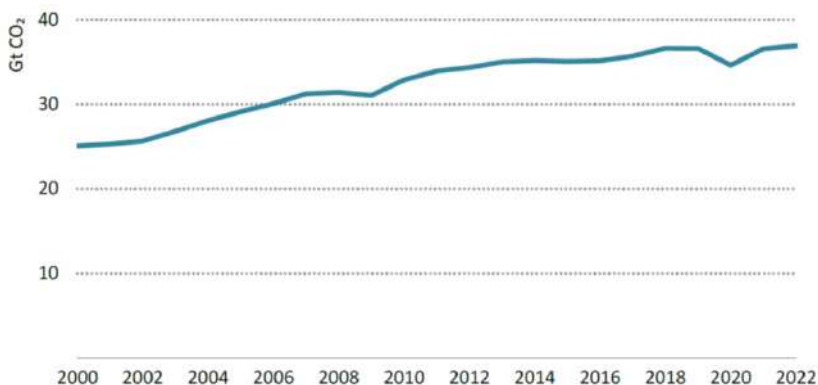
(3) Politechnika Gdańska

(4) Komitet Problemów Energetyki przy Prezydium PAN

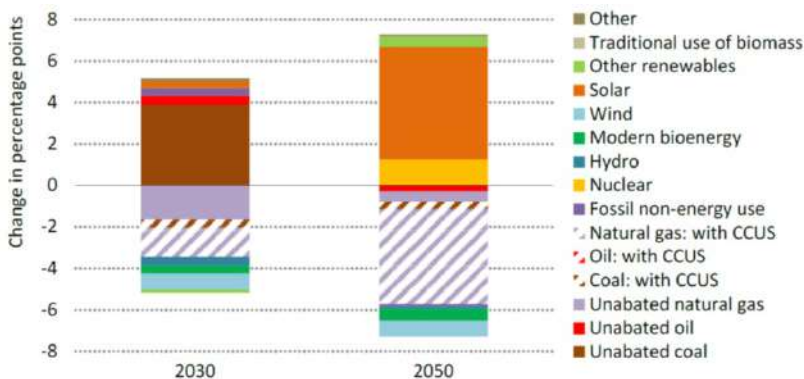
6.1. Kontekst ogólnoświatowy

Analiza kierunków rozwoju technologii wytwarzania energii i ich wpływu na zmiany klimatu wymaga przyjęcia perspektywy długoterminowej sięgającej pięćdziesięciu lat do przodu [1]. W maju 2021 roku IEA opublikowała swój przełomowy Raport Net Zero Emissions by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. W raporcie wskazano wąską, ale wykonalną ścieżkę, dzięki której światowy sektor energetyczny może przyczynić się do osiągnięcia celu Porozumienia Paryskiego, jakim jest ograniczenie wzrostu globalnych temperatur do 1,5 °C powyżej poziomu przedindustrialnego. Plan działania dotyczący Net Zero Emission (NZE) szybko stał się ważnym punktem odniesienia dla decydentów, przemysłu, sektora finansowego i społeczeństwa obywatelskiego. Obecnie obserwowana dynamika rozwoju źródeł wytwarzania przypada na małe, modułowe technologie czystej energii, takie jak fotowoltaika i banki energii, lecz one same nie wystarczą, aby zapewnić zerową

emisję netto. Niestety światowe emisje z sektora energetycznego mimo przyjętego planu działania na 2021 r., nie spadły w ciągu ostatnich dwóch lat, lecz wzrosły do rekordowych poziomów (por. rys. 6.1).



Rys. 6.1. Emisje CO₂ w sektorze energetycznym na świecie w latach 2000-2022 [2]

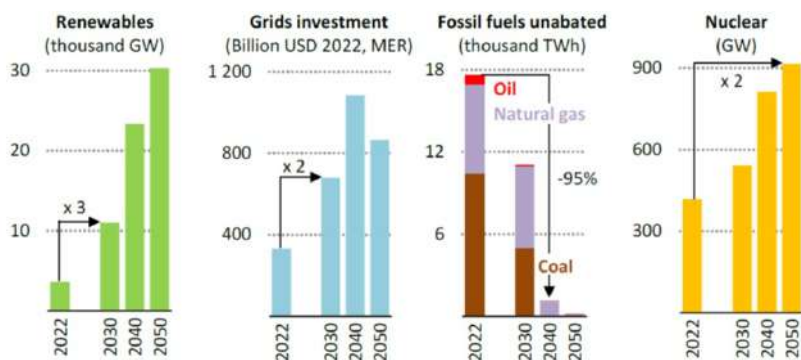


Rys. 6.2. Zmiany w całkowitej podaży energii w podziale na źródła w 2021 r. Scenariusze NZE 2023 na lata 2030 i 2050 [2]

Jeśli chodzi o całkowite zużycie energii, duży i trwały wzrost inwestycji w czystą energię jest tym, co eliminuje potrzebę projektów związanych z paliwami kopalnymi (por. rys. 6.2). Gwałtowny spadek popytu na paliwa kopalne w Scenariuszu NZE oznacza, że po 2023 roku nie zostaną zatwierdzone żadne nowe konwencjonalne projekty naftowe i gazowe o długim czasie realizacji, a także - że nie będzie działań z otwieraniem nowych ani przedłużeniem żywotności istniejących kopalni

węgla. Tempo spadku popytu na ropę naftową i gaz ziemny w latach trzydziestych bieżącego wieku może również oznaczać, że wiele kosztownych projektów zakończy się przed upływem technicznego okresu eksploatacji niektórych złóż surowców energetycznych.

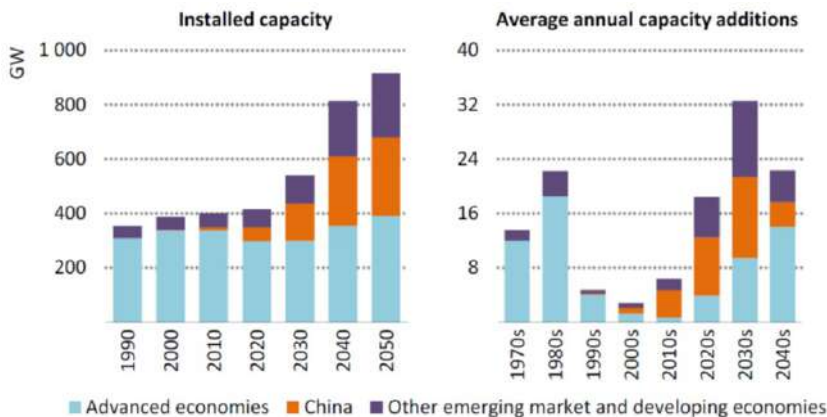
Niskoemisyjne źródła energii elektrycznej – odnawialne źródła energii, energia jądrowa, paliwa kopalne z zastosowaniem CCUS (ang. Carbon Capture, Utilization and Storage), wodór i amoniak – gwałtownie „rosną w siłę” w przygotowanym scenariuszu i wg planów wyprzedzą paliwa kopalne o nie obniżonej emisji (wg poziomu 2025 r.), osiągając 71% strukturalny udział w całkowitej produkcji do 2030 roku., czyli prawie dwukrotnie więcej w odniesieniu do 2022 roku. Prognozuje się, że sektory wytwarzania energii elektrycznej w gospodarkach rozwiniętych, łącznie osiągną zerową emisję netto do 2035 roku. Jednym z ważnych filarów transformacji dla sektora energii elektrycznej będzie ponad dwukrotny wzrost mocy w energetyce jądrowej z 417 GW w 2022 r. do 916 GW w 2050 roku. Pomimo tego wzrostu udział energii jądrowej w scenariuszu NZE nieznacznie spada z 9% w 2022 r. do 8% w 2050 roku. Po trzech dziesięcioleciach umiarkowanego wzrostu, zmieniający się krajobraz geopolityczny otwiera możliwości dla wzrostu sektora nuklearnego (por. rys. 6.3).



Rys. 6.3. Kluczowe etapy wzrostu dla sektora energii elektrycznej w scenariuszu NZE, 2022-2050 [2]

Dla realizacji celów w zakresie redukcji emisji i wzrostu bezpieczeństwa energetycznego, wiele krajów ogłosiło strategię, które obejmują szerokie zastosowanie energii jądrowej, w tym takie kraje jak: Kanada, Chiny, Francja, Indie, Japonia, Korea, Polska, Wielka Brytania, Stany Zjednoczone. Przykładowo w 2023 roku, w 18 krajach na świecie budowano reaktory jądrowe o łącznej mocy 64 GW. W dłuższej perspektywie ponad 30 krajów, które obecnie akceptują energię ją-

drową, zwiększy wykorzystanie energii jądrowej w scenariuszu NZE, przy czym aby osiągnąć ogólne podwojenie mocy wytwórczych energii jądrowej do 2050 r., co roku będzie musiała powstawać nowa moc wytwórcza wynosząca ok. 26 GW, co jest przewidywane w scenariuszu NZE od 2023 do 2050 roku. Należy jednakże zauważyć, że część nowej mocy będzie potrzebna do zrekompensowania ubytku jednostek wycofywanych z ruchu ze względu na ich wiek (por. rys. 6.4).



Rys. 6.4. Moce wytwórcze energii jądrowej i średnie roczne przyrosty mocy w scenariuszu NZE (Net Zero Emission), 1990-2050 [2]

Wymagać to będzie średnich rocznych inwestycji w wysokości ponad 100 mld USD, co stanowi trzykrotność poziomu wydatków inwestycyjnych z ostatnich lat. Po zakończeniu już realizowanych projektów, szczyt ekspansji przypadnie na lata trzydzieste naszego wieku, kiedy to rocznie będzie uruchamiane (średnio) 33 GW nowych mocy jądrowych, co ustanowi nowy rekord w branży jądrowej. Należy tutaj zauważyć, że Chiny przodują w ekspansji energetyki jądrowej, odpowiadając za jedną trzecią całej nowej mocy jądrowej do 2050 roku w scenariuszu NZE, a inne rynki wschodzące i gospodarki rozwijające się odpowiadają za (prawie) kolejną trzecią część. W gospodarkach rozwiniętych, gdzie reaktory działają średnio od ponad 35 lat, przyrost mocy elektrowni jądrowych rośnie z czasem, głównie w celu zrównoważenia mocy wycofywanych istniejących reaktorów, chociaż wydłużenie okresu eksploatacji (nawet do 80 lat) nadal odgrywa istotną rolę, będąc ważną, opłacalną częścią działań w celu osiągnięcia zerowej emisji netto do 2050 roku. Wszystkie regiony świata w coraz większym stopniu wykorzystują zaawansowane technologie jądrowe, w tym nowe konstrukcje dużych reaktorów (generacji III+ i IV) oraz małe reaktory modułowe SMR. Podczas gdy dzisiaj największym beneficjentem zastosowania energii jądrowej jest sektor elektroenergetyczny, nowe

rozwiązania , które oferuje energia jądrowa w tym scenariuszu, pomaga w dekarbonizacji źródeł wytwarzania ciepła i wytwarzania niskoemisyjnego paliwa jakim jest wodór [2]. Moce odnawialnych źródeł energii potroją się do 2030 roku, na czele z fotowoltaiką i energetyką wiatrową, uzupełnionymi rozwojem źródeł jądrowych i innych, zwiększając udział źródeł niskoemisyjnych w wytwarzaniu energii elektrycznej z 39% w 2022 r. do 71% w 2030 r. i prawie 100% w 2050 roku.

6.2. Wytwarzanie energii elektrycznej w wybranych krajach Europy i Polsce

Unia Europejska jest zdecydowana do 2050 roku zredukować emisję ditlenku węgla (CO₂) o 80% względem poziomu z roku 1990. Komisja przeanalizowała skutki tej polityki w dokumencie „Mapa drogowa wdrażania konkurencyjnej niskowęglowej gospodarki w roku 2050” [3]. W scenariuszach zawartych w tym opracowaniu przeprowadzono analizę różnych możliwości obniżenia emisji ditlenku węgla w systemach energetycznych. Cytowany dokument stwierdza, że państwa członkowskie powinny dysponować jak najszerszymi możliwościami wyboru środków osiągnięcia niskoemisyjnej (pod względem emisji CO₂) i własnego wyboru technologii wytwarzania energii elektrycznej. W tym stosowania technologii produkcji energii ze źródeł odnawialnych, z elektrowni jądrowych, dodatkowo stosowania technologii wychwytywania i składowania dwutlenku węgla oraz energetycznego wykorzystywania biomasy uzyskiwanej w sposób zrównoważony.



Rys. 6.5. Mix energetyczny w odniesieniu do źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Polsce [6]

Stwierdzono również, że żadna z powyżej wymienionych technologii, nie powinna być wyłączona z zakresu opcji dostępnych w danym kraju, mających na

celu wywiązanie się z w dokumencie wymagań dotyczących rozwoju energetyki niskoemisyjnej. Obecna sytuacja dotycząca sektora energetyki, związana z posiadanymi możliwościami wdrażania scenariusza NZE w szeregu krajów Europy, nie jest zbyt dobra i ponadto, nie zmienia się w zadawalający sposób od szeregu lat [4],[5].

Niestety w Polsce dalej węgiel kamienny i brunatny stanowią główne paliwa spalane w elektrowniach (por. rys. 6.5).

Trzeba zauważyć, że eksperyment dotyczący wdrażania zawartej w mapie drogowej polityki energetycznej, już został podjęty przez najbogatsze i najbardziej technologicznie rozwinięte kraje Europy, takie jak np. Niemcy (Energiewende). Rezultaty tego eksperymentu wyraźnie wskazują na popełnione błędy i uzyskane doświadczenie powinno zostać wykorzystane w działaniach innych krajów, w tym Polski. Bez wątplenia wykorzystanie jedynie OZE nie zapewni wymaganej redukcji emisji gazów cieplarnianych, a opłaty za emisję ditlenku węgla nie zmniejszą. Inaczej trudno będzie mówić o świetlanym gospodarczo – społecznym rozwoju naszego regionu. Związane jest to z faktem, że sektor energetyczny wytwarzający elektryczność dla odbiorców przemysłowych i prywatnych jest „kregosłupem” obecnej gospodarki rynkowej, od rozwoju której zależy dobrobyt oraz zdrowie narodów.



Rys. 6.6. Mix energetyczny w odniesieniu do źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Niemczech [6]

Zużycie energii elektrycznej w Niemczech (obciążenie sieci) spadło o 4% w 2022 roku, osiągając 484,2 TWh w 2022 r. (504,5 TWh w 2021 r.), podczas gdy produkcja energii elektrycznej netto wzrosła o 0,4% do 506,8 TWh (505,0 TWh w 2021 roku). Udział energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii wzrósł w 2022 r. do 48,3% (42,7% w 2021 roku). Udział energii wiatrowej (lądowej i morskiej) wyniósł 25,9% , fotowoltaika stanowiła 11,4%, a biomasa 8,2%. Pozostałe ok. 2,8% przypadło na energię wodną i inne odnawialne źródła

energii. Ogólnie rzecz biorąc, produkcja energii ze źródeł odnawialnych w 2022 r. wyniosła 233,9 TWh, czyli o około 8,5% więcej niż w 2021 r. (215,5 TWh), przy czym produkcja energii z lądowej energetyki wiatrowej wyniosła 100,5 TWh i była o około 12,4% wyższa niż w 2021 roku (89,4 TWh). Produkcja z morskich turbin wiatrowych wyniosła 24,7 TWh i była o 2,9% wyższa niż w poprzednim roku (24,0 TWh), natomiast (por. rys. 6.6) w 2022 roku fotowoltaika wygenerowała 55,3 TWh, o 18,7% więcej niż w 2021 roku (46,6 TWh).

Całkowita produkcja z konwencjonalnych źródeł energii wyniosła 272,9 TWh w 2022 r. (spadek o 5,7% w porównaniu do 2021 r.). Jednak produkcja z gazu ziemnego była o 1,7% wyższa niż w 2021 r., produkcja z węgla brunatnego wzrosła o 5,4%, a produkcja z węgla kamiennego wzrosła o 21,4%. Wynika to z faktu, że Niemcy zezwoliły elektrowniom węglowym na powrót na rynek energii elektrycznej, aby zmniejszyć zależność od gazu ziemnego w obliczu napiętych stosunków z Rosją. Produkcja energii jądrowej spadła o 49,8% w 2022 roku. Średnia cena hurtowa energii elektrycznej na rynku dnia następnego w 2022 r. wyniosła 235,45 EUR/MWh, czyli ponad dwukrotnie więcej niż średnia cena w 2021 roku (96,85 EUR/MWh), ale w 69 godzinach z 8 760 godzin (czas roczny) obrotu niemiecka cena hurtowa energii elektrycznej z jednodniowym wyprzedzeniem była ujemna (139 godzin w 2021 roku). W ciągu roku zaobserwowano ogólną tendencję do wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej [7].

Podobnie sytuacja przedstawia się w odniesieniu do Danii (por. rys. 6.7).



Rys. 6.7. Mix energetyczny w odniesieniu do źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Danii [6]

Przykład Danii i Niemiec jedynie potwierdza tezę Trianera, że wykorzystanie jedynie OZE nie pozwoli na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych do wymaganego poziomu i te technologie w przyszłości nie będą w stanie zapewnić ciągłych,

tanich dostaw energii elektrycznej [8].

Interesująca może być analiza sytuacji w sektorze wytwarzania energii elektrycznej we Francji i Finlandii (por. rys. 6.8, rys. 6.9).



Rys. 6.8. Mix energetyczny w odniesieniu do źródeł wytwarzania energii elektrycznej we Francji [6]



Rys. 6.9. Mix energetyczny w odniesieniu do źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Finlandii [6]

Przykład Finlandii jest dobrym przykładem stosowania zasady zrównoważonego rozwoju (nota bene idea powstała w tym kraju) w energetyce i świetnym przykładem dla Polski. Wydaje się, że w PEP-2040 przyjęto podobne zasady w prowadzonym procesie restrukturyzacji energetyki. Decydującą rolę w rozwoju tego sektora stanowi budowa i eksploatacja bloków energetycznych o mocy 500 MWe i większych.

Prognozuje się, że w 2050 roku ok. 68% ludzkości będzie żyło w wielkich metropoliach [9] i marzenie o dominującej roli rozproszonych źródeł energii w zaspoka-

janiu potrzeb ludzkości na elektryczność, pozostanie tylko „romantyczną uludą”.

Należy podkreślić, że energetyka jądrowa relatywnie wymaga znacznie mniej gruntów niż energetyka wiatrowa i słoneczna, gdyż zgodnie z ocenami ekspertów, energetyka jądrowa wymaga o 1/2000 mniej gruntów niż energetyka wiatrowa i o 1/400 mniej gruntów niż energetyka słoneczna. Dane rządu USA wskazują, że farma wiatrowa o mocy 1000 MW wymaga 360 razy więcej terenu niż obiekt jądrowy o podobnej mocy, podczas gdy elektrownia słoneczna wymaga 75 razy większej powierzchni, co jednakże nie oznacza ograniczenia szerokiego wykorzystania OZE w gospodarce energetycznej, które powinno być jak największe i ekonomicznie uzasadnione. Oczywiście duże ograniczenia dotyczą osób o niskim przychodzie, żyjących w siedzibach rozproszonych i może to nie dotyczyć spraw budowy instalacji, jeśli byłyby w pełni sponsorowane przez państwo, ale ich obsługi eksploatacyjnej. Kraje ościenne, takie jak: Białoruś, Ukraina, Słowacja i Czechy, wdrażając energetykę jądrową i kraje, które już ją posiadają, osiągnęły duże oszczędności związane z ograniczeniem strat w środowisku naturalnym i ograniczeniem wpływu energetyki opartej o spalanie paliw kopalnych na zdrowotność populacji.

6.3. Strategia rozwoju energetyki w Polsce

Po raz pierwszy w historii rządzący i opozycja są zgodni co głównych założeń strategii energetycznej kraju. Organizacje gospodarcze branżowe i społeczne m. in. takie jak : SEP, NOT, PTN, SEREN przedstawiały (we wspólnym oświadczeniu na początku ubiegłego dziesięciolecia) postulaty w tym zakresie, łącznie z memorandum wysyłanym do premiera RP, przy czym PTN sformułował je najwcześniej w roku 1991. W ostatnim latach również Komitet Problemów Energetyki przy Prezydium Polskiej Akademii Nauk (KPE PAN) zdecydowanie opowiedział się za realizacją programu jądrowego w Polsce, zajmując jasne stanowisko w sprawie transformacji energetycznej prowadzącej do bezpiecznego, zeroemisyjnego i efektywnego ekonomicznie sektora energii w Polsce, wypracowane na posiedzeniu w dniu 29 czerwca 2022 roku. W przyjętym stanowisku wymieniono następujące postulaty:

1. Konieczna, w długim horyzoncie czasowym, transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), wynikająca między innymi z zobowiązań międzynarodowych w dążeniu świata do neutralności klimatycznej, musi opierać się na zasadzie zrównoważonego rozwoju. Do najważniejszych kryteriów zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE należy: zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, koniecznego dla bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej odbiorcom, relatywnie po umiarkowanej cenie, sprzyjającej ekonomicznemu rozwojowi Polski oraz

zapewnienie ochrony środowiska i przeciwdziałania zmianom klimatycznym.

2. Długoterminowa strategia zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE oznacza konieczność budowy bezpiecznego, zeroemisyjnego i efektywnego ekonomicznie systemu elektroenergetycznego. Strategia ta w kraju nie posiadającym dużych zasobów energii wodnej (pozwalających na budowę w systemie elektroenergetycznym elektrowni wodnych dużej mocy i zapewniających bezpieczną i stabilną jego pracę), musi opierać się na łączeniu rozwoju energetyki wykorzystującej OZE oraz energetyki jądrowej. Obie technologie, łącznie z gazem zostały uznane za technologie „zielone”, co otwiera możliwość ich finansowania ze środków Unii Europejskiej.
3. W trakcie realizacji Programu PEJ, podstawowym zadaniem Prezesa PAA powinno być sprawowanie nadzoru oraz egzekwowanie przestrzegania wymagań i norm bezpieczeństwa dla elektrowni jądrowych. Będzie realizował swoje funkcje na wszystkich etapach cyklu życiowego obiektów jądrowych, począwszy od etapu oceny środowiskowej i lokalizacji, przez budowę, rozruch, eksploatację, aż do ich likwidacji. Jego zadaniem będzie sprawdzenie i potwierdzenie wypełnienia przez inwestora wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. Dokona oceny przedłożonej dokumentacji i ewentualnie wykona niezbędne, niezależne analizy bezpieczeństwa. Prezes PAA i inspektorzy dozoru jądrowego będą również prowadzić kontrole obiektu jądrowego w trakcie jego budowy, rozruchu i eksploatacji.
4. Niezbędny jest rozwój struktur wspierających wdrażanie energetyki jądrowej w kraju, w oparciu o różne gałęzie gospodarki narodowej, szkolnictwo wyższe i instytuty naukowe oraz badawcze. Ważne jest zapewnienie finansowania działań w tym zakresie m.in. przez ustanowienie programów strategicznych.
5. W ramach powyższych działań niezbędne jest ustanowienie organizacji wsparcia technicznego (TSO - Technical Support Organization) w oparciu o jednostki autoryzowane przez PAA i wsparcie działań związanych z ustanawianiem norm technicznych i laboratoriów akredytowanych. Można w tym zakresie wykorzystać doświadczenia wypracowane w Finlandii czy na Węgrzech.
6. Ze względu na to, że cykl powstawania bloku jądrowego jest relatywnie długi należy bez zbędnej zwłoki rozpocząć:
 - wstępne prace przedprojektowe, w tym działania o charakterze technicznym włącznie ze wstępnym wyborem technologii,

- działania o charakterze organizacyjnym , umożliwiające podjęcie złożonej problematyki finansowania realizacji programu polskiej energetyki jądrowej PEJ.

W końcowej konkluzji Komitet Problemów Energetyki PAN zaapelował do gremiów kierowniczych Państwa o wzięciu pod uwagę i rozważę stanowiska Komitetu, które wpisuje się w polską rację stanu w złożonym i wyjątkowo trudnym procesie transformacji energetycznej polskiej gospodarki.

Stanowisko KPE PAN nawiązuje do postulatów zawartych w innych ważnych dokumentach analitycznych i strategicznych w zakresie kierunków rozwoju energetyki. Zgodnie z dokumentem rządowym „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” [10] istotny wpływ na kształtowanie krajowej strategii energetycznej ma polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej, w tym jej długoterminowa wizja dążenia do neutralności klimatycznej UE do 2050 roku oraz mechanizmy regulacyjne stymulujące osiągnięcie efektów w najbliższych dziesięcioleciach. Realizacja w UE celów klimatyczno-energetycznych na poszczególnych etapach jest kluczowa dla niskoemisyjnej transformacji energetycznej. W związku z realizacją ambitnych celów dekarbonizacji UE, w grudniu 2020 r. Rada Europejska zatwierdziła wiążący unijny cel zakładający ograniczenie emisji netto gazów cieplarnianych do roku 2030 o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z roku 1990. Zwiększono tym samym dotychczas obowiązujący 40%-wy cel redukcyjny. Nowa unijna ambicja została określona jako kolektywny cel dla całej Unii tj. realizowany na podstawie kontrybucji państw członkowskich, przy uwzględnieniu uwarunkowań krajowych, specyficznych punktów startowych, potencjału redukcyjnego, zasady suwerenności w kształtowaniu krajowego miksu energetycznego i konieczności zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego w sposób możliwie najbardziej racjonalny pod względem kosztów oraz zachowania relatywnie przystępnych cen energii dla gospodarstw domowych oraz konkurencyjności UE, jak również uwzględniając zasadę sprawiedliwości i solidarności. Podążanie za dynamicznie przyspieszającymi trendami klimatyczno-energetycznymi UE będzie stanowić dla Polski znaczące wyzwania transformacyjne. PEP-2040 , chociaż wymaga już aktualizacji, jest w ogólności spójna z Krajowym planem na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030. Zgodnie z cytowanym dokumentem zeroemisyjny system energetyczny to kierunek długoterminowy, w którym zmierza transformacja energetyczna. Zmniejszenie emisyjności sektora energetycznego będzie możliwe poprzez wdrożenie energetyki jądrowej i energetyki wiatrowej na morzu, zwiększenie roli energetyki rozproszonej i obywatelskiej przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego poprzez przejściowe stosowanie technologii energetycznych opartych m.in. na paliwach gazowych. Głównym celem rządowym przewidzianym w polskim programie energetyki jądrowej jest budowa elektrowni jądrowych o łącznej mocy zainstalowa-

nej (6-9) GWe w oparciu o zaawansowane, ale sprawdzone, wielkoskalowe reaktory wodne ciśnieniowe (PWR). W 2033 r. uruchomiony zostanie pierwszy blok jądrowy o mocy 1-1,6 GW, kolejne będą uruchamiane co 2-3 lata – cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków do 2043 roku. Terminy wynikają z przewidywanych ubytków mocy w KSE, co związane jest także ze wzrostem popytu na energię elektryczną. Wydaje się, że uzyskane opóźnienia (z różnych przyczyn) w realizacji programu jądrowego nie pozwalają na dotrzymanie założonych terminów. Wymaga to określenia/doprecyzowania terminów i modelu realizacji programu jądrowego w Polsce. Jest to niezbędne, gdyż elektrownie jądrowe zapewniają stabilność wytwarzania energii przy zerowej emisji zanieczyszczeń powietrza. Jednocześnie możliwa jest dywersyfikacja struktury wytwarzania energii po racjonalnym koszcie. Aktualnie wykorzystywane technologie (generacji III i III+) oraz rygorystyczne normy światowe w zakresie bezpieczeństwa jądrowego zapewniają wysokie standardy bezpieczeństwa eksploatacji elektrowni jądrowej oraz składowania odpadów. Program wymienia również kilka powodów będących podstawą takiego wyboru, a mianowicie:

1. największe, spośród wszystkich technologii reaktorów, doświadczenie w budowie i eksploatacji (najbardziej rozpowszechniony typ reaktora na świecie - obecnie 303 z 444 działających reaktorów, 68% światowej floty reaktorów energetycznych),
2. brak negatywnych doświadczeń w zakresie bezpieczeństwa (ani jednej awarii z poważnymi uwolnieniami do środowiska),
3. powszechna znajomość technologii PWR przez organy dozoru jądrowego (ważne w transferze wiedzy),
4. mniejszy obszar oddziaływania promieniowania w przypadku ewentualnej awarii w stosunku do BWR i PHWR,
5. większa liczba podmiotów oferujących PWR niż BWR i reaktory ciężkowodne, co zwiększa konkurencyjność ofert i obniża koszty,
6. niższe koszty eksploatacji bloków PWR w stosunku do BWR. Znaczna część programu jądrowego może być zrealizowana przy udziale polskich przedsiębiorstw.

Wdrożenie energetyki jądrowej w Polsce wymaga wcześniejszych zmian prawnych, usprawniających realizację programu, a także zakończenia prac nad modelem finansowania. Po zakończeniu badań i analiz należy wdrożyć finalne decyzje co do wyboru lokalizacji dla pierwszego i kolejnych bloków elektrowni jądrowych

i uruchomienia nowego składowiska nisko - i średnioaktywnych odpadów promieniotwórczych oraz wyboru technologii oraz generalnego wykonawcy budowy. Prowadzone są/będą również działania mające na celu zapewnienie odpowiedniego zaplecza kadrowego – zarówno dla budowy elektrowni i jej właściwego funkcjonowania, jak i dozoru jądrowego. Bardziej rozwinięty opis działań przynosi załącznik do Uchwały nr 141 Rady Ministrów z dnia 2 października 2020 r. w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej” [11].

6.4. Uwagi końcowe

Budowa elektrowni jądrowej w Polsce to inwestycja strategiczna dla zrównoważonego rozwoju całego kraju. Energetyka jądrowa to stabilne źródło energii elektrycznej, a możliwość zmagazynowania paliwa jądrowego na długi czas poprawia niezależność energetyczną kraju. Energetyka jądrowa odegra ważną rolę w łagodzeniu zmian klimatycznych, będąc jednocześnie filarem bezpieczeństwa energetycznego. Zapewnia ona dostawy niezależnie od pogody, przy zerowej emisji CO₂ w procesie wytwarzania energii na dużą skalę. Jądrowe bloki energetyczne umożliwią wypełnienie luki w systemie elektroenergetycznym, jaka powstanie po likwidacji starych bloków węglowych. Argumenty przemawiające za wdrożeniem programu rozwoju energii jądrowej można znaleźć na trzech poziomach: bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności gospodarczej i efektywności energetycznej, a także ograniczonego wpływu na środowisko. Są one analizowane w pracy [12], w której wykorzystano metodologię z zakresu nauk o bezpieczeństwie, w tym z wykorzystaniem jej interdyscyplinarności. Wykorzystano metody teoretyczne, np. krytyczną analizę źródeł naukowych i porównanie danych statystycznych oraz metody empiryczne, np. analizę dokumentów, czy analizę porównawczą.

Generalnie transformacja energetyczna będzie wymagała budowy nie tylko źródeł wytwórczych, ale i modernizacji/budowy nowych, dużych, inteligentniejszych sieci infrastruktury o zmienionym przeznaczeniu, użycia dużych ilości paliw niskoemisyjnych, wprowadzenia technologii wychwytywania CO₂ z gazów spalinowych i atmosfery, wykorzystania w większym stopniu energii jądrowej i zajęcia wielkich obszarów gruntów pod budowę odnawialnych źródeł energii [2]. Powyższe determinanty powinny także uwzględniać przedstawiony w raporcie [13] plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034, plan rozwoju sieci przesyłowej (PRSP 2025-2034), który stanowi kontynuację i rozszerzenie zaplanowanych działań inwestycyjnych określonych w poprzednich planach, a w szczególności w jego ostatniej edycji na

lata 2023-2032. Obejmuje on szereg inwestycji sieciowych potwierdzonej stosownymi analizami o charakterze techniczno-ekonomicznym, w których uwzględniono scenariusze rozwoju otoczenia i wnętrza systemu elektroenergetycznego, oparte na najbardziej aktualnej wiedzy. Ich przyszła realizacja to ciągle wsparcie postępującej transformacji energetycznej przejawiającej się m.in. we wzroście udziału energii ze źródeł nisko i zeroemisyjnych, planów budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku oraz elektrowni jądrowych, przyłączeń nowych odbiorców, jednostek wytwórczych i magazynów energii, poprawy warunków zasilania, w tym minimalizacji ograniczeń sieciowych w całym systemie w szczególności w kontekście planowanej budowy źródeł odnawialnych (wiatrowych) w Polsce północnej zarówno na morzu, jak i na lądzie.

Warto też podkreślić, że poza KPE PAN, licznymi stowarzyszeniami naukowo-technicznymi etc., w sprawie wprowadzenia energetyki jądrowej do miksu energetycznego w Polsce, wypowiedziały się też najwyższe organa opiniodawcze RP w tym Senat, który zorganizował posiedzenie Komisji ds. Ochrony Klimatu. We wstępie do wydanej publikacji monograficznej „Energetyka jądrowa a ochrona klimatu” [14], stwierdzono; „Energetyka jądrowa jest bardzo ważnym elementem przeciwdziałania zmianom klimatu, z uwagi na radykalne obniżenie emisji gazów cieplarnianych do atmosfery z sektora elektroenergetycznego oraz niskie środowiskowe koszty zewnętrzne. Przykłady dużych, uprzemysłowionych i wysoko rozwiniętych państw, takich jak Francja, Szwecja oraz regionów jak kanadyjska prowincja Ontario dowodzą, że energetyka jądrowa przyczynia się do skutecznej, szybkiej i głębokiej dekarbonizacji elektroenergetyki.” Marszałek Senatu podkreślił też: „Skuteczna transformacja energetyczna wymaga od ustawodawcy zasięgnięcia wiedzy eksperckiej, a następnie stworzenia optymalnych warunków do jej wdrożenia – poprzez przygotowanie odpowiednich regulacji prawnych, dostosowanych do potrzeb rynku energii i potrzeb jej odbiorców”.

Bezpieczeństwo elektrowni jądrowej to nie tylko rozwiązania techniczne, ale również odpowiednie regulacje prawne i właściwy dozór, kontrolujący wypełnianie postanowień prawa, a szczególnie system prawny bezpieczeństwa jądrowego, regulujące wszystkie procesy, którym poddane są materiały rozszczepialne, od momentu ich ekstrakcji z rudy do składowania w postaci odpadów promieniotwórczych [15]. Na ten system składają się międzynarodowe konwencje i oparte na nich przepisy krajowe, które zapewniają, że materiały jądrowe nie zostaną użyte w celach militarnych, a ich pokojowe wykorzystanie nie będzie stanowiło zagrożenia dla pracowników, ogółu ludności i środowiska. System ten musi mieć charakter globalny, bowiem awaria reaktora gdziekolwiek, np. Argentynie czy w Indiach, może spowodować zahamowanie budowy nowych elektrowni jądrowych lub wstrzymanie eksploatacji już istniejących w dowolnym kraju świata. Nasze krajowe

przepisy w zakresie bezpieczeństwa jądowego, ochrony radiologicznej, zabezpieczeń i ochrony fizycznej materiałów jądowych oraz źródeł promieniotwórczych, czyli ustawa Prawo atomowe, a także szereg na niej opartych rozporządzeń Rady Ministrów, wynikają właśnie z tego, że Polska jest stroną wielu konwencji międzynarodowych, w tym układu o nierozprzestrzenianiu broni jądowych.

Każde Państwo, które zamierza stosować u siebie jakiegokolwiek technologie jądowe musi włączyć się do tego systemu, wprowadzić standardy postępowania z substancjami promieniotwórczymi, reguły licencjonowania i kontroli wszelkiej działalności ze źródłami promieniowania jonizującego, oceny zagrożenia pracowników itp. no i zapewnić właściwe funkcjonowanie kompetentnego, niezależnego i wysoko umocowanego w hierarchii administracji rządowej urzędu nadzoru. W Polsce jest nim Państwowa Agencja Atomistyki (PAA). Należy podkreślić, że polski system prawny i struktury dozoru jądowego są w zasadzie przygotowane do podjęcia prac w celu wprowadzenia w kraju energetyki jądowej.

6.5. Bibliografia

1. *Energy to 2050: Scenarios for a Sustainable Future*, IEA, Paris, <https://www.iea.org/reports/energy-to-2050-scenarios-for-a-sustainable-future>, **2004**.
2. *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach*, IEA, Paris, <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>, **2023**.
3. *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*: Brussels, 8.3.2011 COM(2011) 112 final, EC, <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0112:FIN:EN:PDF>, **2011**.
4. Chmielewski A.G., Smoliński T., *Polityka energetyczna wybranych krajów Europy, rola energetyki jądowej*, Instal, 2/2015, 12-18, www.informacjainstal.com.pl, **2015**.
5. Chmielewski A.G., *Energetyka jądowa, dlaczego nie Polska?*, INSTAL 1/2019, 11-17, <https://informacjainstal.com.pl/artukul/energetyka-jadrowa-dlaczego-nie-polska/>, **2019**.
6. *A closer look at the modelling behind our global Roadmap to Net Zero Emissions by 2050*, IEA, Paris, <https://www.iea.org/commentaries/a-closer-look-at-the-modelling-behind-our-global-roadmap-to-net-zero-emissions-by-2050>, **2021**.

7. *Germany's power consumption falls in 2022, generation from renewables rises*, Enerdata, 05 January 2023; <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/germanys-power-consumption-falls-2022-generation-renewables-rises.html>, **2023**.
8. Trainer T., *Can renewables etc. solve the greenhouse problem? The negative case*, Energy Policy, (38), s. 4107-4114, http://www.dieoff.com/_Energy/TrainerRenewables.pdf, **2010**.
9. *Department of Economic and Social Affairs. 68% of the world population projected to live in urban areas by 2050*, UN, <https://www.un.org/development/desa/en/news/population/2018-revision-of-world-urbanization-prospects.html>, **2018**.
10. *Polityka Energetyczna Polski do Roku 2040*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r., <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>, Warszawa, **2021**.
11. *Program polskiej energetyki jądrowej*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, [https://www.gov.pl/web/klimat/Program_polskiej_energetyki_j%C4%85drowej_2020_r%20\(1\).pdf](https://www.gov.pl/web/klimat/Program_polskiej_energetyki_j%C4%85drowej_2020_r%20(1).pdf), Warszawa, **2020**.
12. Gierszewski J., Młynarkiewicz Ł., Nowacki T.R., Dworzecki J., *Nuclear Power in Poland's Energy Transition*, Energies, 14, 3626, <https://doi.org/10.3390/en14123626>, **2021**.
13. *Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025-2034*, Polskie Sieci Energetyczne, <https://www.bing.com/search?q=+Koncepcje+przysz%C5%82ego+systemu+energetycznego+w+Polsce&form=ANNTH1&refid=7441bdfb2cc34516ac28ec761ec6f376&pc=U531>, **marzec 2024**.
14. *Energetyka jądrowa a ochrona klimatu*, Kancelaria Senatu, Warszawa, https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/_public/k10/kancelaria/wydawnictwa/pdf/energetyka_jadrowa_a_ochrona_klimatu_-_internet.pdf, **2023**.
15. Zieliński A.S., red. naukowa, *Elektrownie jądrowe w nowoczesnej gospodarce*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa, **2024**, ISBN:9788301233440, <https://doi.org/10.53271/2023.165>.

Rozdział 7

Możliwość wykorzystania modularnych reaktorów jądrowych (SMR) w przemyśle i energetyce

Adam Kisiel⁽¹⁾, Andrzej Chmielewski⁽²⁾
(1) Politechnika Warszawska, Wydział Fizyki, Warszawa
(2) Instytut Chemii i Techniki Jądrowej, Warszawa

7.1. Wstęp

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce wyraźnie rośnie i przewiduje się, że najbliższej dekadzie wzrost ten będzie tylko przyspieszał. Wynika to zarówno z rozwoju gospodarczego kraju i wzrostu zamożności gospodarstw domowych, ale także na przykład z planów elektryfikacji transportu. Jednocześnie uwarunkowania krajowe, europejskie i światowe wymuszają stopniową dekarbonizację produkcji energii elektrycznej w Polsce. Cel ten jedynie częściowo może zostać osiągnięty przez rozwój źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych. Koniecznością staje się również dynamiczny rozwój energetyki jądrowej, zarówno w postaci instalacji wielkoskalowych (ok. 1GW i więcej na reaktor) jak i małych, modularnych, innowacyjnych reaktorów jądrowych.

7.2. Rozwój innowacyjnych rozwiązań w zakresie konstrukcji i zastosowania SMR w kontekście transformacji energetycznej w Polsce

Małe Reaktory Modułowe (Small Modular Reactors – SMR) to dosyć szeroka gama nowych rozwiązań w energetyce jądrowej, oparta o technologie III generacji lub technologicznie nowe koncepcje reaktorów IV generacji. Zwykle przyjmuje się, że SMR oznacza jednostki o mocy do 300 MW, które potencjalnie mogą być produkowane seryjnie i instalowane w bateriach zawierających nawet do 6 jednostek. Najbardziej dopracowane projekty SMR stanowią chłodzone wodą różne konfiguracje technologii reaktorów lekkowodnych (LWR) i ciężkowodnych (HWR). Konstrukcje te reprezentują dojrzałą technologię, biorąc pod uwagę, że większość działających obecnie dużych bloków to reaktory chłodzone wodą. Istnieje dwadzieścia pięć (25) projektów SMR chłodzonych wodą, które obejmują reaktory typu integralne -PWR, kompaktowe - PWR, pętlowe - PWR, BWR, reaktory typu CANDU i reaktory typu basenowego dla ciepłownictwa. Szereg projektów jest przygotowywanych do wdrożenia w najbliższej przyszłości, w tym ACP-100 w Chinach i BWRX-300 w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie. Reaktory IV generacji są szczególnie interesujące ze względu na znaczące zwiększenie bezpieczeństwa konstrukcji oraz możliwość generacji znacząco wyższych temperatur niż w reaktorach lekkowodnych, co może zostać wykorzystane przy bezpośrednim dostarczaniu ciepła na potrzeby procesów technologicznych oraz do produkcji wodoru. Wysokotemperaturowe reaktory SMR chłodzone gazem to modułowe reaktory HTGR będące w fazie rozwoju i budowy. Reaktory HTGR dostarczają ciepło o wysokiej temperaturze (≥ 750 °C), które może być wykorzystywane do bardziej wydajnego wytwarzania energii elektrycznej, różnych zastosowań przemysłowych, a także do kogeneracji. Znane jest co najmniej jedenaście (11) reaktorów SMR tego typu. Z kolei rozwijanych jest osiem (8) projektów SMR wykorzystujących całe spektrum prędkich neutronów w których ciekłymi chłodziwami są stopione metale i ich mieszaniny, w tym sód, czysty ołów i eutektyki ołowiowo-bizmutowe. Poczyniono wymierne postępy w rozwoju technologii i wdrażaniu reaktorów SMR w tej kategorii. BREST-OD-300, chłodzony ołowiem reaktor na neutrony prędkie, jest w trakcie budowy, której zakończenie planowane jest na 2026 rok w Siewiersku w Federacji Rosyjskiej. Jest to prototypowy projekt demonstracyjny dla przyszłej konstrukcji o dużej mocy, umożliwiający zamknięty jądrowy cykl paliwowy. I wreszcie trzynastu (13) projektów reaktorów SMR opartych jest na zaawansowanej technologii reaktorów zasilanych i chłodzonych stopionymi solami. Zastosowanie SMR-ów może przynieść wiele korzyści, w tym zostanie zwiększone bezpieczeństwo eksploatacji reaktorów ze względu na nieodłączne właściwości stopionej soli (krzepnięcie do

postaci ciała stałego). Stosowany jest niskociśnieniowy jednofazowy system chłodzenia, który eliminuje potrzebę stosowania dużej i ciężkiej obudowy bezpieczeństwa. Jest to system wysokotemperaturowy, który zapewnia wysoką wydajność energetyczną i elastyczny cykl paliwowy. W Kanadzie, Danii, Holandii, Wielkiej Brytanii i USA prowadzone są wstępne działania licencyjne lub wstępne rozmowy z organami regulacyjnymi, dotyczące kilku projektów SMR. Wśród wymienionych projektów, opracowywanych jest wiele takich SMR, które łączą w sobie korzyści wynikające z eksploatacji reaktora w widmie obejmującym zakres prędkich neutronów, z dodatkowymi zaletami SMR jakimi jest ich elastyczność. Na przykład reaktory prędkie, oprócz efektywnego wykorzystania paliwa, mogą działać albo jako reaktory powielające, wytwarzający więcej paliwa rozszczepialnego od zużywanego (przekształcanie w wyniku reakcji jądrowej nierozszczepialnego ^{238}U w pierwiastek rozszczepialny ^{239}Pu), albo pracować jako jednostki wypalające pluton i/lub długo żyjące aktywnowce mniejsze.

Nowym przyszłościowym pomysłem są mikroreaktory. Pojawił się w technologiach jądrowych bezprecedensowy trend rozwoju bardzo małych reaktorów SMR zaprojektowanych do generowania mocy elektrycznej zazwyczaj do 10 MW. W mikroreaktorach stosowane są różne rodzaje chłodziwa, w tym lekka woda, hel, stopione sole i ciekłe metale. W Kanadzie i USA trwają prace licencyjne nad kilkoma projektami, które mają zostać wdrożone w najbliższej przyszłości. W 2019 r. firma Global First Power (GFP) złożyła wstępny wniosek do Kanadyjskiej Komisji Bezpieczeństwa Jądrowego (CNSC) na pojedynczy mały reaktor modułowy wykorzystujący technologię Micro Modular Reactor (MMR) firmy USNC mieszczącej się w Chalk River. Mikroreaktory mogą obsługiwać w przyszłości niszowe rynki energii elektrycznej i być źródłem ciepła, spełniać takie role, jak zasilanie mikrosieci i odległych obszarów leżących poza siecią energetyczną. Z uwagi na możliwość ich umieszczenia na środkach transportu, pozwolą na szybkie przywracanie zasilania w społecznościach dotkniętych klęskami żywiołowymi oraz wspieranie szybszego przywracania krytycznych usług (np. zasilanie szpitali, zapewnienie zaopatrzenia w wodę) i odsalanie wody morskiej. W cytowanej pozycji IAEA uwzględniono i omówiono dwanaście (12) projektów mikroreaktorów.

Warto wspomnieć, że w Polsce (NCBJ) funkcjonuje zbudowany w czasach istnienia IBJ, basenowy reaktor badawczy Maria o mocy 30 MW, który de facto jest typem SMR wodnego do zastosowań ciepłowniczych, chociaż w tej chwili wytworzone ciepło, z uwagi na nieregularną czasowo pracę tego obiektu (wynikającą z planu badawczo-produkcyjnego) nie jest wykorzystywane. Jest to konstrukcja Polska, zbudowana przez polskie firmy i obecnie zmodernizowana do stanu stawianego obiekt w czołówce nowoczesnych reaktorów badawczych.

W odniesieniu do wszystkich SMR ważne jest stwierdzenie, że relatywnie małe

moce reaktorów sprawiają, że mogą one być rozważane w procesie zastępowania istniejących już bloków węglowych w polskiej sieci elektroenergetycznej i ciepłowniczej. Prace analityczne nad takimi rozwiązaniami prowadzone są w Polsce, na przykład w realizowanym obecnie projekcie DEsire, pod tytułem „Plan dekarbonizacji krajowej energetyki zawodowej na drodze modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych generacji III/III+ oraz IV”. Projekt DEsire podejmuje się oceny potencjału technicznego, ekonomicznego, poziomu akceptowalności społecznej oraz przygotowania kadr i w oparciu o to wykreowania planu modernizacji krajowych jednostek wytwórczych zgodnie z ideą transformacji Coal-to-Nuclear. Ważnym aspektem poznawczym jest ocena możliwości wykorzystania zastanej infrastruktury bloków węglowych w ramach inwestycji jądrowych, zakładających zastosowanie reaktorów generacji III/III+, jak i generacji IV.

7.3. Rola szkolnictwa wyższego i instytutów badawczych w przygotowaniu kadr dla szerokiego wdrożenia SMR w praktyce

Wspomniane wyżej rozwiązania klasy SMR są ze swej natury innowacyjne, a więc wymagają wysoko wykwalifikowanej kadry, przygotowanej i gotowej do podjęcia szeroko zakrojonych prac badawczo-rozwojowych. Polskie uczelnie, a w szczególności uczelnie techniczne intensywnie rozwijają swoje programy nauczania oraz programy badawcze w tej dziedzinie. Widoczna jest jednak pilna konieczność koordynacji oraz znacznego dofinansowania tych działań ze strony rządowej. Prace te powinny być również prowadzone w ścisłym porozumieniu i we współpracy z partnerami przemysłowymi.

Ważną rolę w tych działaniach spełni współpraca z krajami posiadającymi własne rozwiązania z dziedziny energetyki jądrowej, oferowane na rynku globalnym.

Projekt UW „Uniwersytet Warszawski dla energetyki jądrowej” przewiduje utworzenie nowego kierunku i przemodelowanie istniejących ścieżek kształcenia związanych z energetyką jądrową. 14 listopada 2022 UW i KINGS podpisały porozumienie „Collaborative Academic Program on Nuclear Power Plant Engineering and Technology”, które zakłada poszerzenie współpracy obu uczelni dotyczącej kształcenia na odległość. Studenci Uniwersytetu Warszawskiego mogą uczestniczyć w kursach online, przygotowanych przez koreańskiego partnera. Z kolei 25 marca 2024 r. Uniwersytet Warszawski zawarł porozumienie z południowokoreańskimi uczelniami KEPCO International Nuclear Graduate School (KINGS) i Pusan National University (PNU) oraz Korea Nuclear Association for International Cooperation (KNA). Dzięki niemu powstanie europejskie centrum szkoleniowe do-

tyczące energetyki jądrowej. Ośrodek zostanie utworzony na Wydziale Fizyki UW.

Z kolei na Politechnice Warszawskiej powstało Centrum Szkoleniowe Czystych Technologii Energetycznych, którego celem jest szkolenie kadr i rozwój kompetencji niezbędnych do rozwoju sektora jądrowego oraz realizacji projektów jądrowych w Polsce – to główny cel polsko-amerykańskiej jednostki, której działalność oficjalnie zainaugurowano 3 kwietnia 2024 roku na Politechnice Warszawskiej. Szkolenia Centrum będą skierowane do szerokiego grona odbiorców, reprezentujących m.in. uczelnie, instytucje oraz firmy zaangażowane w realizację projektów jądrowych w Polsce. Zainteresowanie udziałem w szkoleniach wyraziły polskie uczelnie oraz spółki realizujące bądź planujące realizować projekty jądrowe, instytucje dozоровe (Państwowa Agencja Atomistyki, Urząd Dozoru Technicznego), instytuty badawcze (Narodowe Centrum Badań Jądrowych, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej, Sieć Badawcza Łukasiewicz), Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych, a także krajowe firmy z szeroko pojętego łańcucha dostaw i przemysłu – w celu przygotowania się w zakresie certyfikacji, kodów, standardów i wymagań jądrowych właściwych dla amerykańskich technologii. Szkolenia – w zależności od ich formy i specyfiki – będą odbywać się online lub stacjonarnie, zarówno w Polsce, jak i Stanach Zjednoczonych, m.in. na obiektach jądrowych.

Studia na kierunku Energetyka Jądrowa prowadzi również szereg innych uczelni. Wydział Energetyki i Paliw AGH, podobnie jak Politechnika Śląska oferuje studia magistersko-inżynierskie II stopnia w tej dziedzinie prowadzone na Wydziale Inżynierii Środowiska i Energetyki. Politechnika Gdańska oferuje dla absolwentów studiów wyższych, posiadających dyplom ukończenia co najmniej I stopnia, studia podyplomowe z programem obejmującym nie tylko budowę i eksploatację elektrowni, ale także zagadnienia z dziedziny dozoru jądrowego i zasad działania organizacji wsparcia technicznego (TSO). Studia podyplomowe są prowadzone w ramach utworzonego w uczelni Centrum Energetyki Jądrowej którego celem jest koordynacja prac badawczych, rozwojowych, szkoleniowych, projektowych i eksperckich na rzecz zagadnień energetyki jądrowej, we współpracy z innymi podmiotami zewnętrznymi. Dyrektorem tego Centrum był inicjatorem wydania przez PWN podręcznika „Elektrownie jądrowe w nowoczesnej gospodarce”.

Dwa instytuty badawcze, będące spadkobiercami powstałego w roku 1955 Instytutu Badań Jądrowych, w którym zbudowano pierwszy reaktor jądrowy Ewa (projekt rosyjski) i drugi reaktor jądrowy Maria (projekt i wykonanie polskie), to Narodowe Centrum Badań Jądrowych (NCBJ) w Świerku k/Otwocka oraz Instytut Chemii i Techniki Jądrowej (ICHTJ) na Żeraniu w Warszawie. W IBJ powstało, obecnie wyodrębnione przedsiębiorstwo ZUOP (Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych) oraz był głównym udziałowcem w projektowaniu Centralnej Składnicy Odpadów Promieniotwórczych która rozpoczęła działalność

w 1961 roku, a dzisiaj jest znana pod nazwą Krajowego Składowiska Odpadów Promieniotwórczych w Różanie. Obecnie oba instytuty są zaangażowane również w rozwój technologii reaktorów SMR generacji IV. Realizowały wspólnie projekt GOSPOSTRATEG-HTR w ramach którego opracowano wiele metod badań strukturalnych, dedykowanych do zastosowań w reaktorach wysokotemperaturowych, a także wyselekcjonowano grupy materiałów, które następnie zostały poddane badaniom materiałowym. W grupie materiałów metalicznych do badań zostały wytypowane stopy niklu z rodziny Hastelloy: Hastelloy X, Hastelloy N, Hastelloy B-3, Hastelloy C-276 oraz Haynes 230. Grupę materiałów niemetalicznych stanowił grafit IG110, NBG17, etc. W ramach prac opracowano również metodę otrzymywania prekursorów paliwa TRISO, ziaren sferycznych UO_2 , o średnicy około 0,5 mm, przy wykorzystaniu połączenia metody CSGP (sol – gel) i żelowania wewnętrznego (Internal Gelation). Na podstawie przeprowadzonych badań dobrano warunki i parametry prowadzenia konwersji termicznej dla otrzymanych ziaren żelu uranylowego. Gwarantowało to uzyskanie produktu o pożądanym składzie oraz strukturze, przy zachowaniu postaci fizycznej, charakteryzującej się cechami takimi jak: sferyczność, odpowiednia, powtarzalna wielkość i integralność ziarna, czy też stabilność mechaniczną. Na podstawie wyników badań opracowano założenia techniczno-ekonomiczne (ZTE) dla zakładu produkującego prekursorzy paliwa TRISO. Nominalną wydajność zakładu określono na 500 kg U/rok z możliwością zwiększenia produkcji do 725 kg U/rok dla jednej nitki oraz 1450 kg U/rok dla dwóch nitek ciągu technologicznego. Założono wytwarzanie w instalacji prekursorów paliwa w postaci ziaren TRISO o średnicy 920 μm , z jądrem o średnicy 500 μm , gęstości $\geq 10,4$ g/cm³ i zawartości $UO_2 > 99\%$, otoczonych powłokami ochronnymi z grafitu i węgla krzemu. W ramach projektu opracowano koncepcję ciągu technologicznego oraz założenia konstrukcyjne głównych aparatów tego ciągu. Określono bilanse materiałowe i energetyczne poszczególnych etapów i całego ciągu technologicznego. Przedstawiono założenia dotyczące ochrony środowiska, postępowania z odpadami i ochrony radiologicznej. Innym z głównych celów projektu było przygotowanie założeń do procesu licencjonowania HTGR, na przykładzie reaktora badawczego. W tym celu opracowano projekt przedkoncepcyjny rdzenia reaktora badawczego HTGR wraz ze wstępnymi parametrami technicznymi. Oba instytuty kontynuują pracę nad rozwojem technologii w ramach projektu EU GEMINI 4.0 mającego na celu wykazanie, że system GEMINI+ może, oprócz ciepła procesowego wolnego od emisji CO_2 , zapewnić globalne rozwiązanie w zakresie konkurencyjnej i bezpiecznej dekarbonizacji działalności przemysłowej oraz potwierdzić, że ta nowa forma poligeneracji różnych produktów energetycznych, nie wpływa negatywnie na bezpieczeństwo zakładu wykorzystującego ciepło z reaktora HTGR. Uzupełnieniem tych prac jest projekt MAEA „Analiza aspek-

tów związanych z końcowym etapem cyklu paliwowego reaktorów SMR, jako krok w kierunku wdrożenia technologii SMR w Polsce” prowadzony przez ICHTJ. Oba instytuty, ICHTJ i NCBJ prowadzą wspólnie szkołę doktorską, zapewniając edukację III stopnia w zakresie fizyki i chemii jądrowej, energetyki jądrowej, syntezy radiofarmaceutyków oraz przemysłowych zastosowań promieniowania jonizującego i technik jądrowych.

7.4. Podsumowanie

W opracowaniu przedyskutowano rozwój technologiczny dotyczący kategorii reaktorów modułowych SMR, wskazując na ich zalety techniczne i ekonomiczne oraz możliwości zastosowania w różnych dziedzinach gospodarki kraju. Generacja IV tych reaktorów, oparta o wykorzystanie neutronów prędkich, może zapewnić uzyskiwanie prawie nieograniczonych zapasów paliwa jądrowego w procesie jego powielania, wykorzystującego przekształcenie nierozszczepialnego ^{238}U w rozszczepialny ^{239}Pu . Ponadto ta kategoria reaktorów może zapewnić wypalanie długożyciowych aktywności mniejszościowych, będących głównym problemem w przerobie i przechowywaniu odpadów promieniotwórczych.

Jasne jest, że rozwój tych nowoczesnych technologii wymaga edukacji specjalistów na uczelniach i w specjalistycznych instytutach badawczych. Same szkolenia oferowane przez dostawców technologii, nie są wystarczające, ponieważ podstawą nauki i techniki jest dobra wiedza podstawowa i inżynierska w danej dziedzinie. Wszędzie w świecie oferowana jest ona przez uczelnie wyższe. Musi ona być wspierana przez programy badawcze prowadzone zarówno na uczelniach, jak i w specjalistycznych instytucjach badawczych. Z uwagi na obostrzenia w zakresie ochrony radiologicznej i bezpieczeństwa jądrowego, łącznie z gospodarką izotopami promieniotwórczymi i materiałami rozszczepialnymi, wykorzystaniem silnych źródeł promieniowania jonizującego (akceleratorzy), są one nieodzownym zapleczem dla potrzeb dydaktyki prowadzonej w szkołach wyższych i prowadzenia bardziej zaawansowanych badań dla celów przemysłowych.

7.5. Bibliografia

1. *The NEA Small Modular Reactor Dashboard*, Second Edition, OECD, NEA, No. 7671, https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_90816/the-nea-small-modular-reactor-dashboard-second-edition?details=true, **2024**.
2. *Advances in Small Modular Reactor Technology Developments*, A Supple-

- ment to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS), <https://aris.iaea.org/sites/Publications.html>, **2022**.
3. Hussein Esam M.A., *Emerging small modular nuclear power reactors: A critical review*, *Physics Open*, 5, 100038, <https://doi.org/10.1016/j.physo.2020.100038>, **2020**.
 4. Chmielewska-Śmietanko D., Miśkiewicz A., Smoliński T., *Dynamiczny rozwój małych reaktorów modułowych (SMR) – sytuacja na świecie i w Polsce*, *Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna*, 3, 10-21, <https://www.gov.pl/web/paa/bezpieczenstwo-jadrowe-i-ochrona-radiologiczna—numer-32023>, **2023**.
 5. Miśkiewicz A., Chmielewska-Śmietanko D., Smoliński T., *Dekarbonizacja energetyki opartej na węglu w Polsce poprzez zastosowanie modułowych reaktorów jądrowych*, *Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna*, 1, 17-46, https://www.researchgate.net/publication/370527974_Dekarbonizacja_energetyki_opartej_na_weglu_w_Polsce_poprzez_zastosowanie_modulowych_reaktorow_jadrowych, **2023**.
 6. Strupczewski A., *Propozycje zmian w wymaganiach bezpieczeństwa MAEA dotyczące małych reaktorów modułowych (SMR)*, *Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna*, 3, 21-36, <https://www.gov.pl/web/paa/bezpieczenstwo-jadrowe-i-ochrona-radiologiczna—numer-32023>, **2023**.
 7. Chmielewska-Śmietanko D., Miśkiewicz A., Smoliński T., Zakrzewska-Kołtuniewicz G., Chmielewski A., *Selected Legal and Safety Aspects of the “Coal-To-Nuclear” Strategy in Poland*, *Energies*, 17(5), 1128, <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/5/1128>, **2024**.
 8. Mikulski A., *Reaktor Maria dziś*. *Postępy Techniki Jądrowej*, 58 (2), 2-8, <https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-b3bf1653-9c90-4625-9778-d3d33bcec1f6>, **2015**.
 9. Witkowski P., *Praca Reaktora badawczego Maria w 2023 roku*, *Postępy Techniki Jądrowej*, 67 (1), 29-35, <https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-6cd753f8-1b4f-476d-9e77-8ecb135ff249>, **2024**.
 10. *Porozumienie dotyczące energetyki jądrowej*, <https://www.uw.edu.pl/porozumienie-dotyczace-energetyki-jadrowej/>, **29.03.2024**.
 11. *Otwarcie Centrum Szkoleniowego Czystych Technologii Energetycznych*, <https://www.pw.edu.pl/aktualnosci/otwarcie-centrum-szkoleniowego-czystych-technologii-energetycznych>, **3.04.2024**.

12. Zieliński A.S, red. naukowa, *Elektrownie jądrowe w nowoczesnej gospodarce*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa, ISBN:9788301233440; <https://doi.org/10.53271/2023.165>, **2024**.
13. Boettcher A. et al., *Projekt GOSPOSTRATEG-HTR: rezultaty projektu*, *Postępy Techniki Jądrowej*, 6 Z. 1, 9-19, <https://bibliotekanauki.pl/articles/2200637>, **2023**.
14. *GEMINI For Zero Emission, GEMINI For Zero Emission*, <https://gemini-initiative.com/gemini-4-0/> & <https://cordis.europa.eu/project/id/101059603>.

Rozdział 8

Zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w systemie elektroenergetycznym Polski

Bolesław Zaporowski

Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, Poznań

8.1. Wprowadzenie

Jednym z największych wyzwań światowej gospodarki jest obecnie konieczność przeprowadzenia transformacji energetycznej, której celem jest doprowadzenie do neutralności klimatycznej na Ziemi, to znaczy do stanu równowagi w ekosystemie między emisją i pochłanianiem gazów cieplarnianych, z których najważniejszym jest dwutlenek węgla. Jego emisja w 2022 roku osiągnęła poziom 36,8 mld ton [1], a koncentracja w atmosferze ok. 417 ppm (cząstek na milion). Spowodowało to wzrost temperatury na Ziemi o ok. 1,25 °C w porównaniu z temperaturą w okresie przedprzemysłowym i niepokojące zmiany klimatu. W 1900 roku emisja tego gazu wynosiła tylko 2 mld ton, a koncentracja w atmosferze ok. 288 ppm. Największymi emitentami dwutlenku węgla są urządzenia spalające paliwa kopalne, takie jak węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny, w tym szczególnie w elektrowniach i elektrociepłowniach. Zużycie paliw kopalnych w skali światowej niestety nadal jest bardzo wysokie i w 2022 roku osiągnęło wartość ok. 11,79 mld toe (494,05 EJ)

i było o 0,9% wyższe od ich zużycia w 2021 roku [2].

W 2015 roku na 21. Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmiany Klimatu (Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change) w Paryżu (12.12.2015 r.), 196 krajów, po wieloletnich negocjacjach międzynarodowych, przyjęło porozumienie klimatyczne (paryskie), które Polska podpisała 27 kwietnia 2016 roku w siedzibie ONZ w Nowym Yorku, a w dniu 6 października Sejm RP przyjął uchwałę o jego ratyfikacji. Zgodnie z tym porozumieniem kraje, które je ratyfikowały są zobowiązane do osiągnięcia neutralności klimatycznej w terminie przez siebie zadeklarowanym. Większość krajów, w tym Unia Europejska, zadeklarowało uzyskanie tego stanu do 2050 roku. W następstwie tego Rada Europejska w grudniu 2020 roku podjęła decyzję w sprawie redukcji emisji CO₂ w państwach członkowskich Unii Europejskiej do 2030 roku o 55% (Fit for 55) względem 1990 roku jako etapu pośredniego na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku. Polska jest zobowiązana do realizacji zarówno zapisów zawartych w porozumieniu paryskim jak i decyzji Rady Europejskiej z grudnia 2020 roku. Najważniejsze zadania wynikające z tych porozumień dotyczą sektora wytwórczego elektroenergetyki, gdyż odpowiada on za ponad 40% emisji CO₂ w państwach członkowskich Unii Europejskiej [3,4].

W niniejszej pracy podjęto próbę nakreślenia w długoterminowej perspektywie strategii rozwoju sektora wytwórczego polskiej elektroenergetyki, uwzględniającej rozwiązanie problemu redukcji emisji CO₂. Jako punkt wyjścia przy podjęciu próby rozwiązania tego problemu przyjęto art. 5. Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, który zobowiązuje nasz kraj do zapewniania ochrony środowiska, kierując się zasadą zrównoważonego rozwoju. Zasadę tę w odniesieniu do zrównoważonego rozwoju systemu elektroenergetycznego można streścić w stwierdzeniu, że powinien on zapewniać ekonomiczny rozwój Kraju, chroniąc równowagę ekosystemu. Biorąc to pod uwagę, zrównoważony rozwój sektora wytwórczego polskiej elektroenergetyki, zdaniem autora, powinien spełniać trzy następujące kryteria: (1) zapewniać bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), niezbędne dla niezawodnej dostawy energii elektrycznej odbiorcom, (2) zapewniać dostępność energii elektrycznej przy możliwie niskiej (akceptowalnej) cenie (wytworzonej przy możliwie niskich kosztach), sprzyjającej ekonomicznemu rozwojowi Kraju i (3) zapewniać ochronę środowiska oraz przeciwdziałać zmianom klimatycznym przez minimalizację jednostkowej emisji CO₂ (kg CO₂/kWh) przy produkcji energii elektrycznej [13].

Przy poszukiwaniu rozwiązania problemu zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE chodzi o znalezienie równowagi między celami ochrony środowiska, kosztami wytwarzania energii elektrycznej i bezpieczeństwem jej dostawy.

8.2. Stan źródeł wytwórczych w KSE

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) na 31.12.2023 r. wynosiła ok. 65,2 GW, w tym elektrowni ok. 53,6 GW i elektrociepłowni ok. 11,6 GW [5]. Największy potencjał wytwórczy mocy zainstalowanej w elektrowniach w Polsce istnieje obecnie w parowych blokach kondensacyjnych opalanych węglem kamiennym i brunatnym, których łączna moc zainstalowana na 31.12.2023 r. wynosiła ok. 24 145 MW, a osiągalna ok. 24 153 MW. Jest wśród nich: 8 nowoczesnych parowych bloków na parametry nadkrytyczne, o mocach jednostkowych od 460 MW do 1 075 MW, opalanych węglem kamiennym i brunatnym oraz 69 parowych bloków na parametry podkrytyczne, o jednostkowych mocach od 70 MW do 560 MW, opalanych węglem kamiennym i brunatnym. Znaczący potencjał wytwórczy, bardzo ważny dla bezpiecznej i stabilnej pracy KSE, stanowi 11 bloków w elektrowniach wodnych pompowo-szczytowych, o łącznej mocy 1 413 MW oraz kilkaset bloków w elektrowniach wodnych przepływowych, o łącznej mocy ok. 977,3 MW. Moc elektrowni wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE), poza mocą wymienionych już wyżej elektrowni wodnych, na 31.12.2023 r. stanowiła moc lądowych elektrowni wiatrowych w wysokości 9 428,3 MW i moc elektrowni fotowoltaicznych w wysokości 17 057,1 MW [5].

Drugą grupę źródeł wytwórczych pracujących w KSE stanowią bloki kogeneracyjne. Ich sumaryczna elektryczna moc zainstalowana na 31.12.2023 r. wynosiła ok. 11,6 GW, co stanowi ok. 17,8% mocy zainstalowanej w KSE. Udział energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, w całkowitej produkcji energii elektrycznej, w 2022 roku, wynosił w Polsce ok. 15,1% [6]. Istnieje znaczne zróżnicowanie technologiczne jednostek wytwórczych do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w Polsce. Największy potencjał produkcyjny mają 244 kogeneracyjne bloki parowe opalane węglem, których łączna elektryczna moc zainstalowana wynosi ok. 7,06 GW, co stanowi ok. 60,9% elektrycznej mocy zainstalowanej wszystkich źródeł kogeneracyjnych pracujących w KSE. Produkują one ok. 62% ciepła systemowego wytwarzanego w kogeneracji [7]. Poza kogeneracyjnymi blokami parowymi opalonymi węglem w KSE pracuje: 15 kogeneracyjnych bloków parowych opalanych biomasą, o łącznej mocy ok. 780 MW, 6 kogeneracyjnych bloków parowych opalanych gazem ziemnym, o łącznej mocy ok. 127,6 MW oraz 9 kogeneracyjnych bloków parowych opalanych gazem koksowniczym, o łącznej mocy ok. 374 MW. Nowoczesnymi jednostkami kogeneracyjnymi w KSE są bloki gazowo-parowe, opalane gazem ziemnym (13 bloków), o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 2 975,3 MW, zbudowane w latach 1999–2021. Interesującą grupą jednostek kogeneracyjnych są bloki z turbinami gazowymi pracującymi

w obiegu prostym opalane gazem ziemnym, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 194 MW. Do ważnej rozwijającej się technologii kogeneracyjnej należą kogeneracyjne bloki gazowe z silnikami gazowymi, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ponad 500 MW. Są to kogeneracyjne bloki opalane gazem ziemnym lub gazem pochodzącym z odmetanowania kopalń bądź biogazem wytwarzanym w procesie biologicznej konwersji energii chemicznej biomasy w energię chemiczną biogazu w biogazowniach (rolniczych, w oczyszczalniach ścieków oraz na składowiskach odpadów komunalnych). W KSE pracuje również 7 kogeneracyjnych bloków ORC (Organic Rankine Cycle) opalanych biomasą, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 11 MW oraz 9 kogeneracyjnych bloków parowych opalanych odpadami komunalnymi o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 90,6 MW. Z ponad 750 różnego rodzaju kogeneracyjnych bloków pracujących w KSE, tylko 6 (2 parowe i 4 gazowo-parowe), o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 2 254 MW, w ograniczonym zakresie, pełni w KSE funkcje jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD).

W ostatnich latach w KSE ma miejsce duży przyrost mocy rozproszonych źródeł wytwórczych (nJWCD), szczególnie w postaci jednostek wytwórczych wykorzystujących OZE i w mniejszym stopniu jednostek kogeneracyjnych, których praca (moc) jest zależna od warunków meteorologicznych lub zapotrzebowania na ciepło w systemach ciepłowniczych. W najbliższych latach przyrost mocy nJWCD w KSE będzie nadal postępował. Dlatego dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE jest konieczny równoległy przyrost nowych mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), których moc w KSE będzie zmniejszała się, z powodu wycofywania z eksploatacji kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, a zapotrzebowanie na moc będzie się zwiększało. Pracujące w KSE JWCD są bardzo zróżnicowane zarówno pod względem efektywności energetycznej, stanu technicznego, jak i elastyczności na zmiany obciążenia. Znaczna ich liczba pracuje w KSE już ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 250 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach należy spodziewać się wycofywania znacznej ich liczby z eksploatacji [10,11].

8.3. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2021, 2022 i 2023

Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce charakteryzuje się dużym udziałem tej energii wytwarzanej w jednostkach wytwórczych opalanych paliwami kopalnymi. Powoduje to, że nasz kraj zajmuje dopiero 25 miejsce (przed Cyprzem i Malcią) wśród państw członkowskich Unii Europejskiej, uszeregowanych według

kryterium zeroemisyjności produkcji energii elektrycznej. Udział zeroemisyjnej produkcja energii elektrycznej w całkowitej jej wartości w 2023 roku wynosił w Polsce zaledwie 26,8%, podczas gdy średnio w państwach członkowskich Unii Europejskiej w 2021 r. wynosił 63,8%, a średnio na świecie w 2022 roku wynosił 39,39%. Najwyższe miejsce w Unii Europejskiej i na świecie zajmuje w tej dziedzinie Szwecja z wartością 99,2% udziału zeroemisyjnej części w całkowitej produkcji energii elektrycznej. Ten stan struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce oraz poważny wzrost w 2023 roku cen paliw kopalnych i ceny pozwoleń do emisji CO₂ spowodowały poważny wzrost średniej ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym w 2023 roku do 759,29 zł zł/MWh, w porównaniu z 278,90 zł/MWh w 2021 roku i 523,50 zł/MWh w 2022 roku. W tabeli 8.1 przedstawiono strukturę produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2021, 2022 i 2023 roku [5].

Tab. 8.1. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2021,2022 i 2023

Udział energii pierwotnej	Lata		
	2021	2022	2023
Węgiel brunatny i kamienny	72,46%	70,64%	60,51%
Gaz ziemny	8,50%	8,54%	9,88%
Energia wiatru	9,18%	10,82%	13,96%
Energia biomasy i biogazu	4,30%	4,20%	4,54%
Energia wody	1,72%	1,10%	1,45%
Energia słońca	2,14%	4,48%	6,84%
Inne paliwa	1,70%	2,22%	3,20%
Razem	100,00%	100,00%	100,00%
Produkcja	179,4 TWh	178,8 TWh	166,4 TWh
Import	15,1 TWh	15,2 TWh	15,1 TWh
Eksport	14,2 TWh	16,9 TWh	11,4 TWh
Zużycie brutto	180,3 TWh	177,1 TWh	170,1 TWh

8.4. Zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w KSE

8.4.1. Bezpieczeństwo pracy KSE

Kryteria, jakie musi spełniać zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych w KSE, zostały sformułowane we wprowadzeniu. Podstawowym celem zrównoważonego roz-

woju systemu elektroenergetycznego jest zapewnienie w długiej perspektywie czasowej bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej odbiorcom, po umiarkowanej cenie, przy zapewnieniu ochrony środowiska. Nadrzędnym kryterium zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE jest zatem zapewnienie jego bezpiecznej i stabilnej pracy. Podstawą bezpiecznej pracy KSE jest przede wszystkim zapewnienie równowagi między zapotrzebowaniem na moc elektryczną a dostępną mocą źródeł wytwórczych [8]. Podstawowe znaczenie dla zapewnienia bezpiecznej i stabilnej pracy KSE ma moc i stan techniczny jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Ich moc zainstalowana w KSE na 31.12.2023 r. wynosiła ok. 27,7 GW. Tworzą je: 72 kondensacyjne bloki parowe opalane węglem kamiennym i brunatnym, o jednostkowej mocy powyżej 150 MW, przyłączone głównie do sieci przesyłowej 440 kV i 220 kV oraz częściowo do sieci dystrybucyjnej 110 kV, 11 bloków elektrowni szczytowo-pompowych, o łącznej mocy ok. 1413 MW, 2 kogeneracyjne bloki parowe opalane węglem o łącznej mocy elektrycznej ok. 212 MW oraz 4 nowe kogeneracyjne bloki gazowo-parowe o łącznej mocy elektrycznej ok. 2042 MW opalane gazem ziemnym. W całkowitej mocy JWCD 85,5% stanowi moc bloków parowych opalanych węglem, z których 18 kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, należących do JWCD, o łącznej mocy ok. 4,2 GW, przepracowało w KSE już od 42 do ponad 50 lat i będzie musiało zostać wyłączonych z eksploatacji prawdopodobnie w najbliższych dziesięciu latach. Natomiast w latach 2024-2027 do KSE zostanie włączonych 6 kondensacyjnych bloków gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, o łącznej mocy ok. 4 273 MW. Wszystkie te bloki uzyskały kontrakty, każdy na 17 lat, na rynku mocy, począwszy odpowiednio od 2024, 2026 i 2027 roku. Powinno to zapewnić bezpieczeństwo pracy KSE do ok. 2030 roku. Natomiast po tym okresie wystąpi deficyt mocy JWCD w KSE, zagrażający bezpieczeństwu jego pracy, gdyż parowe bloki opalane węglem kamiennym i brunatnym będą permanentnie wycofywane z eksploatacji aż do 2050 roku i w związku z tym zaistnieje potrzeba włączenia do KSE, w miejsce wycofanych kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, nowych JWCD, charakteryzujących się ciągłością i stabilnością pracy, którymi, zgodnie z kryteriami transformacji energetycznej, mogą być tylko zeroemisyjne jądrowe bloki energetyczne, charakteryzujące się również, ważną dla bezpieczeństwa pracy KSE, ciągłością pracy. Bardzo ważnym wyzwaniem koniecznej transformacji technologicznej źródeł wytwórczych w KSE jest zatem transformacja paliwowa JWCD, które w decydującym stopniu odpowiadają za bezpieczeństwo jego pracy.

Skromne, krajowe zasoby gazu ziemnego, ograniczone jego zasoby światowe, brak w pełni liberalnego rynku międzynarodowego tego paliwa oraz wysoka cena jednostki jego energii (powyżej 40 zł/GJ) nie pozwalają uznać, w perspektywie długoterminowej, gazu ziemnego jako paliwa strategicznego dla niskoemi-

syjnych JWCD, mających zapewnić bezpieczną pracę KSE. Kondensacyjne bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym są poza tym również źródłem emisji CO₂, w wysokości ok. 45% emisji elektrowni opalanych węglem. Dlatego wycofywane z eksploatacji JWCD w postaci kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE, powinny być zastępowane przez zeroemisyjne jądrowe bloki energetyczne, a tylko częściowo mogą je zastąpić bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym. W najbliższym czasie gaz ziemny w elektroenergetyce w Polsce powinien być wykorzystywany przede wszystkim jako paliwo dla wysokosprawnych gazowo-parowych bloków kogeneracyjnych, których sprawność ogólna (zamiany energii chemicznej paliwa na energię elektryczną i ciepło) jest wyższa od 80% [9].

Tab. 8.2. Prognoza bilansu mocy w KSE w latach 2025-2040

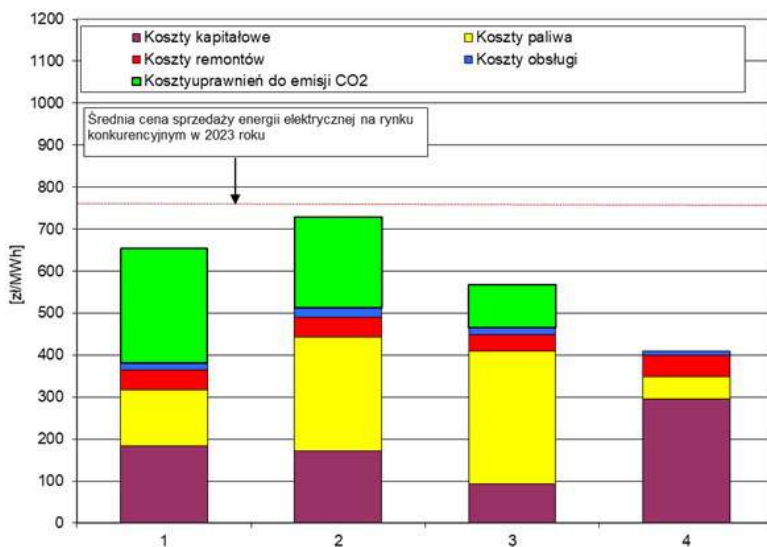
Wielkość	Lata			
	2025	2030	2035	2040
Prognoza zużycia brutto energii elektrycznej, TWh	190,7	203,1	216,4	230,5
Prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową dla szczytu zimowego, GW	30,3	32,7	35,2	38,1
Prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową dla szczytu letniego, GW	27,5	30,5	32,7	36,1
Planowane wycofania z ruchu JWCD, GW	1,3	3,1	6,2	10,3
Planowana budowa nowych JWCD (gazowo-parowych, opalanych gazem ziemnym), GW	2,2	4,3	4,3	4,3
Prognozowana moc JWCD po wycofaniu z ruchu i zbudowaniu planowanych nowych JWCD, GW	29,0	29,3	26,2	22,1
Prognozowana moc źródeł rozproszonych (nJWCD), GW	30,3	43,5	53,1	63,7
Wymagane nowe moce w JWCD, GW			3,0	7,0

Wymagana moc JWCD dla zapewnienia bezpiecznej i stabilnej pracy KSE zależy od: zapotrzebowania na moc w KSE w szczycie zimowym i szczycie letnim, średniego rocznego zapotrzebowania na moc oraz mocy dyspozycyjnej nJWCD. Wyznaczone prognozowane wartości: zużycia energii elektrycznej brutto, obciążenia KSE w szczycie zimowym i szczycie letnim, planowanych wycofań z eksploatacji JWCD oraz wymaganej mocy JWCD i stanu mocy nJWCD, narastająco na lata 2025, 2030, 2035 i 2040, przedstawiono w tabeli 8.2, wykorzystując dane, dotyczące obciążeń KSE w szczycie zimowym i szczycie letnim oraz planowanych

wycofań z eksploatacji bloków parowych opalanych węglem, z opracowań Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. [10] i Urzędu Regulacji Energetyki [11].

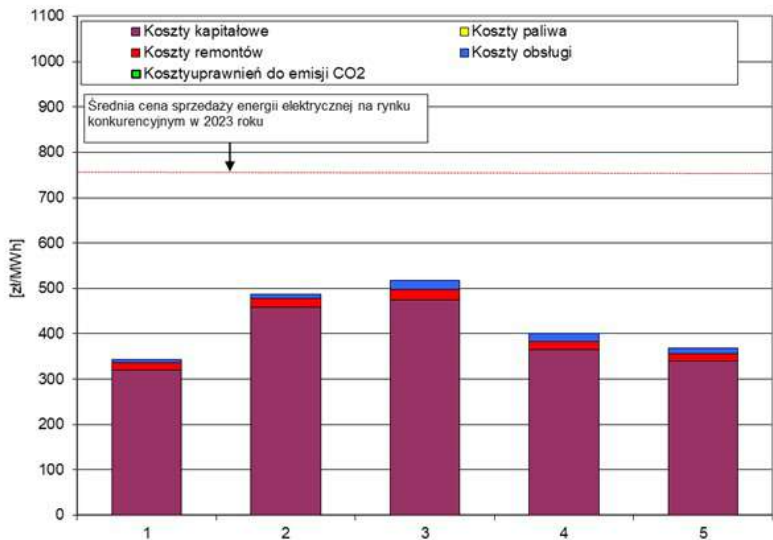
8.4.2. Efektywność ekonomiczna analizowanych technologii JWCD i nJWCD

Jako kryterium efektywności ekonomicznej analizowanych technologii wytwórczych wybrano jednostkowe, zdyskontowane na 2024 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej. Pozwalają one porównywać efektywność ekonomiczną różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych grupach jednostek wytwórczych (JWCD i nJWCD).



Rys. 8.1. Jednostkowe, zdyskontowane na 2024 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w nowych elektrowniach systemowych [zł/MWh] dla: 1) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 3) bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym, 4) jądrowego bloku energetycznego z reaktorem PWR, generacji III+, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂ w wysokości 315,00 zł/MgCO₂ (70 EURO/MgCO₂)

W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione również takie ważne właściwości poszczególnych technologii jak efektywność energetyczna oraz wpływ na środowisko (koszty uprawnień do emisji CO₂). W obliczeniach uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiskowe (koszty uprawnień do emisji CO₂).



Rys. 8.2. Jednostkowe, zdyskontowane na 2024 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w nowych źródłach rozproszonych [zł/MWh] dla: 1) lądowej elektrowni wiatrowej, 2) morskiej elektrowni wiatrowej, 3) mikroelektrowni fotowoltaicznej o mocy ok. 5 kW, 4) elektrowni fotowoltaicznej o mocy ok. 1 MW i 5) elektrowni fotowoltaicznej o mocy ok. 100 MW

Obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych na 2024 rok, kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla wybranych technologii nowych JWCD i nJWCD wykonano, przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną wyznaczone w pracy [14] oraz jednostkowe emisje CO₂ a także:

- czas budowy elektrowni jądowych 7 lat, elektrowni parowych opalanych węglem 4 lata, elektrowni gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym i elektrowni wiatrowych na morzu 2 lata, elektrowni wiatrowych na lądzie i fotowoltaicznych 1 rok,

- stopę dyskontową dla elektrowni jądrowych i opalanych węglem 8%, elektrowni opalanych gazem ziemnym 7,5%, a elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych 7%.

Koszty uprawnień do emisji CO₂ przyjęto w wysokości 315 zł/MgCO₂ (70 Euro/MgCO₂). Wyniki obliczeń dla wybranych technologii JWCD przedstawiono na rysunku 8.1, a dla wybranych technologii nJWCD na rysunku 8.2.

8.5. Propozycja programu zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE

Opracowana propozycja programu zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE obejmuje okres do 2050 roku, w którym Polska powinna uzyskać stan neutralności klimatycznej. Została ona opracowana na podstawie wykonanych obliczeń i analiz przy przyjęciu następujących założeń: (1) do mocy JWCD, wymaganej dla bezpiecznej pracy KSE, zostały zaliczone moce parowych i gazowo-parowych bloków energetycznych elektrowni systemowych opalanych węglem kamiennym i brunatnym, gazem ziemnym oraz jądrowych bloków parowych opalanych paliwem jądrowym, moce gazowo-parowych bloków kogeneracyjnych, o mocach elektrycznych powyżej 200 MW opalanych gazem ziemnym, moce parowych bloków kogeneracyjnych z turbinami upustowo-kondensacyjnymi, o mocach elektrycznych powyżej 100 MW, opalanych węglem kamiennym, oraz moce szczytowo-pompowych elektrowni wodnych, i (2) moc elektrowni i elektrociepłowni wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE) oraz elektrowni jądrowych była wyznaczana jako pochodna międzynarodowych zobowiązań Polski, w zakresie redukcji emisji CO₂, wynikających z porozumienia klimatycznego i decyzji Rady Europejskiej z grudnia 2020 roku.

W ramach opracowanego programu zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE obliczenia i analizy wykonano dla lat 2030, 2040 i 2050. Przyjęto założenie, że udział zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej powinien wynosić co najmniej ok. 35% w 2030 roku, ok. 75%, w 2040 roku, a powyżej 90% w 2050 roku. Dla lat 2030 i 2040 obliczenia i analizy wykonano jednowariantowo. Natomiast dla roku 2050 obliczenia i analizy wykonano dla 2-ch wariantów.

W roku 2030 JWCD odpowiedzialnymi za bezpieczeństwo pracy KSE będzie przede wszystkim ok. 55 parowych bloków opalanych węglem kamiennym i brunatnym o łącznej mocy ok. 20 GW, 10 gazowo-parowych bloków opalanych gazem ziemnym, w tym 6 kondensacyjnych i 4 kogeneracyjne, o łącznej mocy ok. 6,3 GW oraz 11 bloków w elektrowniach wodnych pompowo-szczytowych o łącz-

nej mocy ok. 2 GW. Wspomagać je będą również kogeneracyjne bloki parowe opalane biomasą. W związku z powyższym do 2030 roku bezpieczeństwo pracy KSE nie powinno być zagrożone. W opracowanej prognozie udział paliw kopalnych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w 2030 roku ma wynosić jeszcze ok. 64,2%, w tym: węgla kamiennego i brunatnego ok. 54,6% oraz gazu ziemnego ok. 9,6%. Prognozowany szczegółowy udział poszczególnych rodzajów energii pierwotnej w strukturze produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2030 roku przedstawiono w tabeli 8.3.

Tab. 8.3. Prognoza pożądaney struktury mocy elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcji energii elektrycznej w latach 2030, 2040 i 2050 (wariant 1)

Rodzaj energii pierwotnej (paliwa lub rodzaju OZE)	Prognoza pożądaney struktury mocy elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcji energii elektrycznej w latach 2030 i 2040								
	2030			2040			2050		
	GW	TWh	%	GW	TWh	%	GW	TWh	%
Węgiel kamienny i brunatny	27,1	110,9	54,6	16,2	40,3	17,4	4,2	6,1	2,3
Paliwo jądrowe				7,5	58,5	25,4	12,5	97,0	37,1
Gaz ziemny	7,0	19,4	9,6	8,2	18,0	7,8	8,7	13,9	5,3
Biomasa i biogaz	2,6	10,8	5,3	3,6	14,0	6,1	4,7	16,0	6,1
Woda	2,5	2,7	1,3	2,7	2,9	1,3	2,8	3,1	1,2
Wiatr (łąd))	12,1	23,0	11,3	16,1	30,6	13,3	17,5	33,2	12,7
Wiatr (morze)	5,9	20,1	9,9	11,8	40,1	17,4	17,5	59,5	22,8
Słońce	17,0	16,2	8,0	27,5	26,1	11,3	34,6	32,7	12,5
Razem	73,2	203,1	100,0	93,6	230,5	100,0	102,5	261,5	100,0

W obliczeniach i analizach dla 2040 roku przyjęto założenie, że w tym czasie będzie już w eksploatacji kilka jądrowych bloków jądrowych, o łącznej mocy ok. 7,5 GW, pracujących w KSE z czasem wykorzystania mocy zainstalowanej ok. 7800 godz./rok, a zatem ze średnią w roku mocą dyspozycyjną ok. 6680 MW. Natomiast istotnie zmniejszy się w KSE jako JWCD, do ok. 37 liczba parowych bloków opalanych węglem, przede wszystkim z powodu prawdopodobnego wyłączenia z eksploatacji wszystkich bloków w Elektrowni Bełchatów. Natomiast przyjęto założenie, że w eksploatacji w KSE jako JWCD pozostaną wszystkie bloki gazowo-parowe (6 kondensacyjnych i 4 kogeneracyjne). Przyjęto również założenie, że moc elektrowni wiatrowych na lądzie wzrośnie do ok. 16,1 GW, elektrowni wiatrowych na morzu do ok. 11,8 GW, a elektrowni fotowoltaicznych do ok. 27,5 GW. Wartości te są znacznie wyższe od odpowiednich wartości w Polityce energetycznej Polski do 2040 roku, przyjętej przez Radę Ministrów w dniu 2.02.2021 r. [3], ale niższe niż w projekcie aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 roku [16]. Prognozowany szczegółowy udział poszczególnych rodzajów energii pierwotnej w strukturze

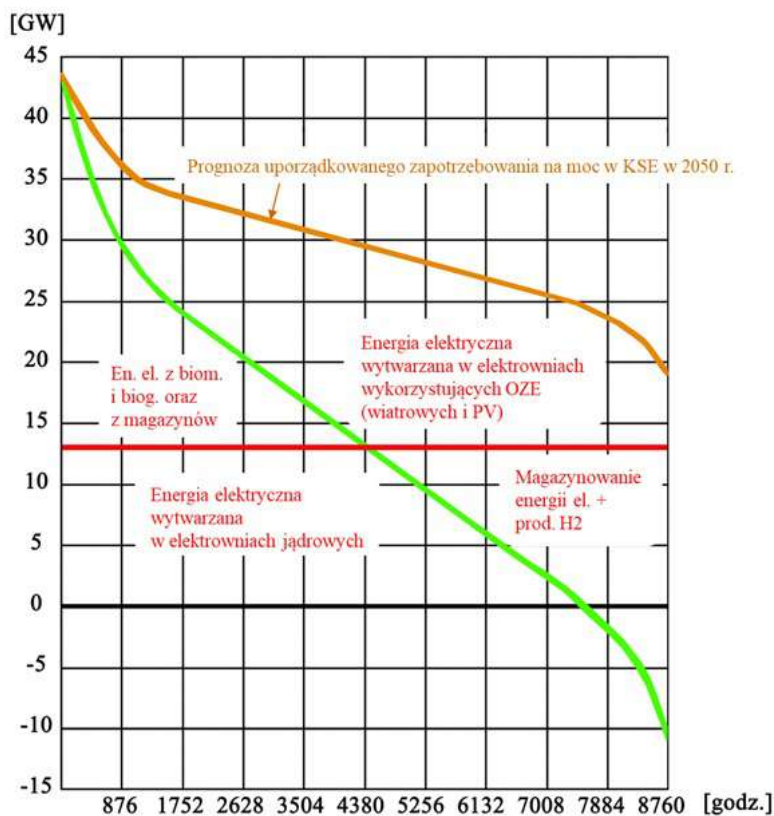
produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2040 roku przedstawiono w tabeli 8.3.

Obliczenia i analizy dla 2050 roku, jak stwierdzono już wyżej, wykonano w dwóch wariantach. W wariantcie 1 przyjęto założenie, że w 2050 roku w KSE pozostanie jeszcze w eksploatacji 5 parowych bloków na parametry nadkrytyczne opalanych węglem kamiennym oraz 10 (6 kondensacyjnych i 4 kogeneracyjne) bloków gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, które jako JWCD będą stanowiły rezerwę mocy dyspozycyjnej w KSE. Wszystkie one zostały lub zostaną oddane do eksploatacji po 2017 roku, z wyjątkiem bloku parowego w Łagiszy, który został oddany do eksploatacji w 2009 roku, i w 2050 roku zachowują jeszcze zdolność do pracy w KSE. Takie założenie spowoduje wzrost bezpieczeństwa pracy KSE, a udział paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej w tym roku wyniósłby jeszcze ok. 7,6%. Natomiast w wariantcie 2 przyjęto założenie, że w 2050 roku będą pracowały w KSE wyłącznie elektrownie wytwarzające zeroemisyjną energię elektryczną, czyli wyłącznie elektrownie wykorzystujące OZE oraz elektrownie jądrowe.

Tab. 8.4. Prognoza pożądanej struktury mocy elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcji energii elektrycznej w latach 2030, 2040 i 2050 (wariant 2)

Rodzaj energii pierwotnej (paliwa lub rodzaju OZE)	Prognoza pożądanej struktury mocy elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcji energii elektrycznej w latach 2030 i 2040								
	2030			2040			2050		
	GW	TWh	%	GW	TWh	%	GW	TWh	%
Węgiel kamienny i brunatny	27,1	110,9	54,6	16,2	40,3	17,4			
Paliwo jądrowe				7,5	58,5	25,4	15,0	117,0	44,7
Gaz ziemny	7,0	19,4	9,6	8,2	18,0	7,8			
Biomasa i biogaz	2,6	10,8	5,3	3,6	14,0	6,1	4,7	16,0	6,1
Woda	2,5	2,7	1,3	2,7	2,9	1,3	2,8	3,1	1,2
Wiatr (ląd)	12,1	23,0	11,3	16,1	30,6	13,3	17,5	33,2	12,7
Wiatr (morze)	5,9	20,1	9,9	11,8	40,1	17,4	17,5	59,5	22,8
Słońce	17,0	16,2	8,0	27,5	26,1	11,3	34,6	32,7	12,5
Razem	73,2	203,1	100,0	93,6	230,5	100,0	92,1	261,5	100,0

Prognozę współpracy elektrowni jądrowych z zeroemisyjnymi źródłami wytwórczymi wykorzystującymi wyłącznie OZE, to znaczy z niestabilnymi lądowymi i morskimi elektrowniami wiatrowymi oraz fotowoltaicznymi a także z elektrowniami i elektrociepłowniami opalnymi i biomasa i biogazem (wariant 2) przedstawiono na rysunku 8.3. Prognozę uporządkowanego wykresu zapotrzebowania na moc w KSE, niepokrywanego przez elektrownie wykorzystujące niestabilne OZE (elektrownie wiatrowe na morzu, elektrownie wiatrowe na lądzie i elektrownie fotowoltaiczne), przedstawionego na rys. 8.3 opracowano na podstawie pracy [17].



Rys. 8.3. Prognozowana współpraca źródeł wytwórczych wykorzystujących OZE z elektrowniami jądrowymi w zeroemisyjnym Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w 2050 r. (linia brązowa – prognoza uporządkowanego zapotrzebowania na moc w KSE, linia zielona – prognoza uporządkowanego zapotrzebowania mocy w KSE niepokrywanego przez elektrownie wykorzystujące niestabilne OZE – elektrownie wiatrowe na morzu, elektrownie wiatrowe na lądzie i elektrownie fotowoltaiczne, linia czerwona – prognoza osiągalnej mocy elektrowni jądrowych)

Przyjęto założenie, że w 2050 roku, zarówno w wariantcie 1 jak i 2, moc elektrowni wiatrowych na lądzie wzrośnie do ok. 17,5 GW, elektrowni wiatrowych na morzu również do ok. 17,5 GW, a elektrowni fotowoltaicznych do ok. 34,6 GW. Biorąc powyższe pod uwagę przyjęto założenie, że moc zainstalowana elektrowni jądrowych powinna w 2050 roku w wariantcie 1 wzrosnąć ok. 12,5 GW (średnia

moc dyspozycyjna ok. 11,1 GW), natomiast w wariantcie 2 moc zainstalowana elektrowni jądrowych powinna wzrosnąć do ok. 15,0 GW (średnia moc dyspozycyjna ok. 13,4 GW).

Prognozowany szczegółowy udział poszczególnych rodzajów energii pierwotnej w strukturze produkcji energii elektrycznej w 2050 roku w Polsce dla wariantu 1 przedstawiono w tabeli 8.3, a dla wariantu 2 w tabeli 8.4.

Przedstawiona na rysunku 8.3 współpraca w KSE elektrowni jądrowych z elektrowniami wykorzystujących niestabilne OZE wskazuje, że dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE i optymalnego wykorzystania mocy elektrowni jądrowych oraz elektrowni wykorzystujących niestabilne OZE (elektrowni wiatrowych na lądzie i morzu oraz fotowoltaicznych), zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w KSE będzie wymagać również znacznego rozwoju magazynów energii. Znacznie zwiększone w stosunku do obecnego stanu magazynowanie energii w KSE spowoduje jednak wzrost ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym.

8.6. Podsumowanie

Międzynarodowe zobowiązania Polski związane z dążeniem świata do neutralności klimatycznej, wynikające z podpisania i ratyfikowania przez nasz kraj porozumienia klimatycznego oraz decyzji Rady Europejskiej, a także obecna struktura źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), oparta w przeważającym stopniu na paliwach kopalnych, i poważny wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej w ostatnim czasie w elektrowniach opalanych paliwami kopalnymi, wymagają istotnej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE. Głównym celem transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE musi być zmniejszenie uzależnienia od paliw kopalnych.

Transformacja ta powinna opierać się na zasadzie zrównoważonego rozwoju [13,15]. Do najważniejszych kryteriów zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE należą: (1) zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, koniecznego dla zapewnienia ciągłej i niezawodnej dostawy energii elektrycznej odbiorcom, (2) zapewnienie dostawy energii elektrycznej odbiorcom po przystępnej (akceptowalnej) cenie, sprzyjającej ekonomicznemu rozwojowi kraju oraz (3) zapewnienie ochrony środowiska i przeciwdziałanie zmianom klimatycznym. Oznacza to, że konieczna zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w KSE wymaga zbudowania w okresie najbliższych 25-ciu lat nowego bezpiecznego, zeroemisyjnego i efektywnego ekonomicznie systemu elektroenergetycznego. Długoterminowa strategia budowy bezpiecznego, zeroemisyjnego i efektywnego

ekonomicznie systemu elektroenergetycznego w kraju nie posiadającym dużych zasobów hydroenergetycznych, pozwalających na budowę w systemie elektroenergetycznym elektrowni wodnych dużej mocy, zapewniających bezpieczną i stabilną jego pracę, musi opierać się na łączeniu rozwoju energetyki wykorzystującej odnawialne źródła energii (OZE) oraz energetyki jądrowej.

Za bezpieczeństwo pracy KSE odpowiadają głównie jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD). Obecnie są nimi przede wszystkim 72 parowe bloki energetyczne opalane węglem kamiennym i brunatnym o łącznej mocy ok. 24 GW. Ich dotychczasowy czas pracy w KSE i w związku z tym wyeksploatowanie jest jednak znaczne. 18 z tych bloków o łącznej mocy ok. 4,2 GW pracuje w KSE już od 41 do 54 lat i będzie musiało być wyłączone z eksploatacji w czasie najbliższych dziesięciu lat, a pozostałe w najbliższych dwudziestu pięciu latach, z powodu zużycia technicznego i niezdolności do dalszej pracy w KSE.

Dlatego głównym wyzwaniem transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE, w najbliższych 25-ciu latach, musi być zsynchronizowanie stopniowego wyłączenia z eksploatacji wyeksploatowanych parowych bloków opalanych węglem, pełniących w KSE funkcje JWCD, zapewniających bezpieczeństwo jego pracy, z włączaniem do KSE nowych jednostek wytwórczych, mogących pełnić podobne funkcje, zapewniające bezpieczeństwo pracy KSE. Wykonane analizy wskazują, że nowymi JWCD w KSE powinny być jądrowe bloki energetyczne, charakteryzujące się, podobnie jak bloki parowe opalane węglem, ciągłością i stabilnością pracy, ale zapewniające wytwarzanie energii elektrycznej przy zerowej emisji CO₂ i umiarkowanych kosztach w długim horyzoncie czasowym, dzięki niskim kosztom paliwowym. Jednostkowe, zdyskontowane na 2024 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w jądrowych bloków energetycznych z reaktorami PWR generacji III+ są oceniane na ok. 410 zł/MWh (rysunek 8.1) i w warunkach polskich są obecnie od ok. 1,4 razy niższe, od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, do ok. 1,8 razy niższe od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach parowych opalanych węglem (rysunek 8.1).

W ostatnich latach zostały zbudowane i włączone do eksploatacji w systemach elektroenergetycznych kilku krajów nowoczesne, jądrowe bloki energetyczne z reaktorami wodno-ciśnieniowymi (PWR) generacji III+, charakteryzujące się ciągłością i stabilnością pracy oraz wysokim bezpieczeństwem [18]. Początek rozwoju energetyki jądrowej w Polsce przypada zatem w okresie, gdy technologia wodno-ciśnieniowych reaktorów energetycznych generacji III+ uzyskiwała na świecie pełną dojrzałość technologiczną i komercyjną [12].

Wdrożenie energetyki jądrowej w Polsce przyczyni się do zapewnienia bezpie-

czeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i tym samym bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju, zmniejszy uzależnienie naszego kraju od paliw kopalnych, ustabilizuje w długim horyzoncie czasowym koszty produkcji i tym samym ceny energii elektrycznej dla odbiorców, obniży znacząco emisje CO₂ sektora wytwórczego elektroenergetyki i przybliży nasz kraj do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Zgodnie bowiem z opracowaną propozycją harmonogramu (mapy drogowej) zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE, przedstawioną w tym rozdziale, wdrożenie energetyki jądrowej pozwoli na osiągnięcie w Polsce udziału zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej, wytwarzanej w elektrowniach wykorzystujących OZE i elektrowniach jądrowych, w wysokości ok. 74,8% w 2040 roku i ok. 92,4% w 2050 roku w wariantcie 1, a do 100% w wariantcie 2, zapewniając równocześnie bezpieczeństwo pracy KSE i umiarkowane koszty wytwarzania energii elektrycznej.

Rozporządzenie delegowane 2022/1214 z dnia 9.03.2022 roku Komisji Europejskiej do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 2020/852 z dnia 18.06.2020 roku, w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone środowiskowo inwestycje, włączyło rozwój energetyki jądrowej do zrównoważonej środowiskowo działalności gospodarczej, wnoszącej istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu, co powinno ułatwić rozwiązanie problemu finansowania Programu polskiej energetyki jądrowej.

8.7. Bibliografia

1. CO₂ *Emissions in 2022*, International Energy Agency, Paris, **2023**.
2. *BP Statistical Review of World Energy*, Edition, **2023**.
3. *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, Monitor Polski, poz. 128, **2021**.
4. *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030*, Ministerstwo Aktywów Państwowych, **2019**.
5. *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, Agencja Rynku Energii S.A., Nr 12, Warszawa, **2024**.
6. *Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2022*, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, **2023**.
7. *Statystyka Ciepłownictwa Polskiego 2022*, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, **2023**.

8. *Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18.01.2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych*, Dziennik Urzędowy UE, L 33/22-L33/27, **2006**.
9. *Dyrektywa 2023/1791 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 13.09.2023 r. w sprawie efektywności energetycznej*, Dziennik Urzędowy UE, L 231/1, **2023**.
10. *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., <https://www.pse.pl/-/plan-rozwoju-w-zakresie-zaspokojenia-obecnego-i-przyszlego-zapotrzebowania-na-energie-elektryczna-na-lata-2023-2032> (dostępny 24.04.2023), **2022**.
11. *Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2022-2036*, Urząd Regulacji Energetyki, <https://www.ure.gov.pl/-/Raport-Plany-inwestycyjne-w-nowe-moce-wytworcze-latach-2022-2036> (dostępny 24.04.2023), **2023**.
12. *Program polskiej energetyki jądrowej*, Monitor Polski, poz. 946, **2020**.
13. Zaporowski B., *Sustainable Development of Generation Sources in National Power System*, Acta Energetica, nr 2/35, s. 57-63, **2018**.
14. Zaporowski B., *Efektywność energetyczna i ekonomiczna perspektywicznych dla polskiej elektroenergetyki technologii wytwórczych*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, nr 63, część 2, s. 87-90.
15. Zaporowski B., *Bezpieczny, zeroemisyjny i efektywny ekonomicznie Krajowy System Elektroenergetyczny z elektrowniami jądrowymi*, rozdział w monografii „Aktualne problemy pracy systemów elektroenergetycznych” pod red. Ryszarda Zajczyka, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk, **2023**.
16. *Scenariusz 3. Do prekonsultacji aktualizacji KPEIK/PEP2040. Analiza dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainie*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, **2023**.
17. Kłossowski E., *Rynek i system elektroenergetyczny 2030*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., <https://www.pse.pl/documents/20182/336353833/>

PSE-Eryk_Klossowski-Rynek i system elektroenergetyczny w 2030 (dostępny 31.08.2023), **2020**.

18. *Nuclear Power Reactors in the World*, International Atomic Energy Agency, Venna, **2023**.

Rozdział 9

Transformacja energetyczna – nowy model odpowiedzialności za dostawę i bilansowanie energii elektrycznej

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

9.1. Wprowadzenie

Transformacja energetyczna z poziomu zarządzania sieciami elektroenergetycznymi jest procesem długotrwałym i przebiegającym w zmieniających się uwarunkowaniach rynkowych, prawnych oraz oczekiwań społeczno-gospodarczych. Nie ma jednak wątpliwości, że proces ten jest w toku, a oczy rynku zwrócone są w dużej mierze na operatorów systemów dystrybucyjnych („OSD”), gdyż to zarówno od sprawności sieci oraz możliwości przyłączenia nowych odbiorców i odnawialnych źródeł energii, jak też rozwoju i poszukiwania nowych form współpracy z uczestnikami rynku, zależy w dużej mierze powodzenie oraz tempo transformacji.

Dostrzegając zmieniającą się rolę OSD, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zainicjował prace nad Kartą efektywnej transformacji sieci dystrybucyjnych polskiej energetyki („KET”), która zaowocowała podpisaniem w pierwszym etapie, w listopadzie 2022 r., dokumentu określającego w szczególności priorytety i potrzeby inwestycyjne operatorów sieci, przy uwzględnieniu prognoz w zakresie przyłączenia nowych OZE, a także wielkość nakładów potrzebnych na ich realizację wraz z za-

potrzebowaniem na zewnętrzne środki pomocowe. Choć od podpisania dokumentu KET minęło półtora roku, priorytety inwestycyjne – takie jak w szczególności elektryfikacja, wsparcie dla rozwoju OZE, odtworzenie i modernizacja infrastruktury z uwzględnieniem zmiany technologii, dalsza cyfryzacja i automatyzacja sieci oraz instalacja liczników zdalnego odczytu na masową skalę – pozostały niezmiennie.

9.2. Uwarunkowania prawne

Transformację rynku wspiera dynamicznie zmieniające się prawo, zarówno europejskie, jak i krajowe, wprowadzając podstawy dla kreowania nowych podmiotów i rozwiązań rynkowych. Kompleksowa nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z 28 lipca 2023 r. oraz idąca w ślad za nią Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, stanowiące w dużej mierze implementację dyrektyw unijnych, wprowadziły nowe podmioty – agregatorów, odbiorców aktywnych oraz obywatelskie społeczności energetyczne. Zmodyfikowały także zasady działania dotychczasowych podmiotów zbiorowych – klastrów energii oraz spółdzielni energetycznych. Doregulowały przede wszystkim działanie tych pierwszych, proponując preferencyjny system opustów w rozliczeniach, w którym wielkość opustu zależy od ilości energii elektrycznej wytworzonej z OZE w ramach klastra, energii wprowadzonej do sieci oraz zużytej przez jego członków.

Jednak najbardziej oczekiwanymi przez rynek rozwiązaniami były te częściowo uwalniające dostępne moce przyłączeniowe dla źródeł. To m.in. przepisy umożliwiające przyłączenie do sieci elektroenergetycznej biogazowni wyposażonej w magazyn biogazu wraz ze zobowiązaniem podmiotu przyłączanego do ograniczenia wprowadzania energii elektrycznej z maksymalną mocą przyłączeniową do określonego czasu w ciągu doby (nie krótszego, niż 12 godzin), na zasadach uzgodnionych z OSD. Ścieżka ta stanowi alternatywę dla pełnego przyłączenia i jest dobrowolna, pozwalając zoptymalizować przyłączenie do sieci pomimo braku technicznych warunków przyłączenia źródła z pełną, wnioskowaną mocą przyłączeniową. Ponadto, obok doszczegółowienia rozwiązań dla tzw. przyłączeń komercyjnych, zmieniono zasady dla budowy i wykorzystywania linii bezpośrednich oraz wprowadzono możliwość współdzielenia przyłącza (cable pooling). Współdzielenie przyłącza do sieci elektroenergetycznej przez różne źródła (tego samego bądź różnego rodzaju) jest receptą na ograniczenia dostępności mocy przyłączeniowych. Celowe jest szczególnie w przypadku różnego rodzaju źródeł (np. farmy wiatrowej i fotowoltaicznej), wytwarzających energię elektryczną potencjalnie częściowo w różnych okresach i tym samym uzupełniających się.

9.3. Przyłączanie OZE

Zbyt wcześnie na ocenę efektów wdrożonych regulacji, niemniej jednak wprowadzenie tych przepisów było konieczne. Według dostępnych danych, na koniec 2023 r. łączna moc OZE przyłączonych tylko do sieci dystrybucyjnych¹ wyniosła prawie 27 GW, z czego ponad 11 GW stanowiły mikroinstalacje. Dla porównania – łączna moc wszystkich elektrowni (w tym OZE) przyłączonych do KSE w Polsce wynosiła ok. 66 GW. OZE przyłączone do sieci OSD stanowią zatem ponad 40% wszystkich mocy wytwórczych w Polsce, z czego prawie 17% mocy przypada na mikroinstalacje. Niewątpliwym wyzwaniem dla OSD jest zatem prowadzenie ruchu i zarządzanie siecią dystrybucyjną przy systematycznie rosnącym udziale energii ze źródeł odnawialnych i wykorzystanie elastyczności rozproszonych źródeł energii, a co się z tym wiąże, możliwość przyłączenia nowych źródeł. Znacząca moc OZE przyłączonych do sieci dystrybucyjnych oraz liczba już wydanych warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie spowodowały wyraźny spadek możliwości technicznych sieci dystrybucyjnych do przyłączenia kolejnych źródeł energii. Oczywiście OSD cały czas prowadzą działania związane z modernizacją istniejącej oraz budową nowych sieci elektroenergetycznych, których efektem będą nowe moce przyłączeniowe – prace te realizowane są jednak zgodnie z przyjętymi przez Prezesa URE Planami Rozwoju poszczególnych OSD tak, aby nie powodować znaczącego wzrostu obciążeń dla odbiorców energii. Nie ma zatem odwrotu od stosowania komplementarnych dla inwestycji rozwiązań, służących możliwości przyłączenia nowych źródeł, w tym w szczególności wykorzystania usług elastyczności świadczonych na rzecz OSD.

9.4. Usługi elastyczności

W zakresie usług elastyczności Dyrektywa rynkowa została zaimplementowana do prawa krajowego w sposób dość wiernie odzwierciedlający brzmienie przepisów unijnych o charakterze kierunkowym. Regulacje jej poświęcone zostały zamieszczone co do zasady w Prawie energetycznym, choć samo funkcjonowanie podmiotów potencjalnie mogących świadczyć usługi elastyczności wynika także z innych przepisów, jak przede wszystkim ustawy OZE czy przepisów dotyczących lokalizacji źródeł wytwórczych. Usługi elastyczności w prawie krajowym zostały zdefiniowane jako usługi świadczone na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przez agregatora lub przez użytkowników systemu będących odbiorcami aktywnymi, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycz-

¹Według danych pozyskanych od ODSp zrzeszonych w PTPiREE.

nej, których sieci, instalacje lub urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV, w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV. Ze względu na toczące się prace nad dookreśleniem usług elastyczności na gruncie unijnym (prace nad tzw. kodeksem elastyczności - NC DR), a także szybki rozwój technologii, do doprecyzowania pozostawiono szczegóły dotyczące usług elastyczności. Zawarto zatem w delegacji do Rozporządzenia „systemowego” obowiązek ujęcia w nim zakresu, warunków i sposobu wykorzystania usług elastyczności przez OSD, a także sposobu grupowania zasobów wykorzystywanych na potrzeby świadczenia usług bilansujących oraz usług elastyczności. Ma ono określić także warunki współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych i innych zasobów użytkowników systemu, postępowania w sytuacjach awaryjnych oraz wykorzystywania usług elastyczności oraz specyfikację znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby świadczenia usług elastyczności. Dalsza konkretyzacja techniczna nastąpić ma w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci - instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych mają określić szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące m.in. wymagań technicznych dla podmiotów świadczących usługi elastyczności. Instrukcja opracowywana przez OSD ma także zawierać:

- 1) specyfikację usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności zamawianych przez tego operatora oraz może zawierać wykaz znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby takich usług,
- 2) wymagania techniczne świadczenia usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności,
- 3) zasady i tryb nabywania usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności.

Pozyskiwanie usług elastyczności przez OSD ma następować na podstawie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych. Jednocześnie do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. opracowywanie wytycznych i zaleceń dla OSD w zakresie udzielania zamówień na usługi elastyczności, w tym na potrzeby zarządzania ograniczeniami systemowymi na obszarze ich działalności, a także ocena rynku usług elastyczności, w tym efektywności zamawiania tych usług.

Na forum unijnym trwają prace nad Network Code Demand Response („NC DR”), tj. dokumentem, poświęconym stricte rozwiązaniom dla elastyczności sieci elektroenergetycznych. Ma on zawierać takie elementy, jak m.in. definicje, zakres regulacji, kwestie dotyczące krajowych i unijnych regulaminów, zaangażowania interesariuszy i przypisania im zadań, a także zwrotu kosztów. Uregulowane zostaną ogólne wymagania w zakresie dostępu do rynku, w tym m.in. modele agregacji, kwestie dotyczące dostawców usług i kompetencji oraz zobowiązań uczestników rynku i operatorów, a także aspekty wymiany danych. Szczegółowo określone zostaną elementy dotyczące ofert, prekwalifikacji produktów oraz ich weryfikacji. Osobna część poświęcona zostanie kwestii projektowania rynków usług lokalnych. Z punktu widzenia OSD ważną częścią będzie ta poświęcona planom rozwoju OSD i OSP oraz koordynacji pomiędzy operatorami, a także kontroli napięcia.

Jednocześnie za zaawansowane można uznać prace nad reformą rynku energii, zmierzające do wprowadzenia zmian m.in. w Rozporządzeniu rynkowym oraz w Dyrektywie rynkowej. W zakresie związanym z usługami elastyczności, wskazuje się nowe bądź modyfikowane elementy, obejmujące m.in. wprowadzenie definicji elastyczności w Rozporządzeniu rynkowym oraz krajowych raportów dotyczących szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności przyjmowanych przez krajowego regulatora lub inny podmiot na podstawie danych i analiz od OSP oraz OSD, które to raporty będą publikowane i przekazywane do ACER i Komisji Europejskiej w celu dokonania oceny potrzeby elastyczności na poziomie UE. Spodziewane jest określenie celu krajowego w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi - nie później, niż w ciągu 6 miesięcy od przedstawienia ww. krajowego raportu, państwa członkowskie określą orientacyjny cel krajowy w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, w tym w zakresie odpowiedzi odbioru i magazynowania energii. Osiągnięcie tego celu może nastąpić dzięki wykorzystaniu zidentyfikowanego potencjału zasobów w zakresie elastyczności, np. poprzez usunięcie barier rynkowych i zastosowanie systemów wsparcia. Przewiduje się wprowadzenie wprost pojęcia elastycznych umów przyłączeniowych, na podstawie zasad opracowanych przez regulatora dla operatorów w taki sposób, aby mogli oni oferować umowy elastyczne tam, gdzie jest ograniczona lub nie ma w ogóle zdolności sieciowych dla nowych przyłączy.

9.5. Lokalne rynki energii

Lokalny rynek usług świadczonych na rzecz OSD stanowi uzupełnienie obecnie istniejącej struktury rynku energii o elementy umożliwiające wykorzystanie potencjału użytkowników sieci do wsparcia systemu elektroenergetycznego. Wymaga

on jednak rozwoju w trzech głównych aspektach:

- warstwie sieciowej (infrastruktura elektroenergetyczna),
- warstwie informatycznej i telekomunikacyjnej (systemy IT i transmisja danych),
- elementach rynkowych (zasady handlowe, rozliczeniowe i podatkowe).

Rynek lokalny będzie służył zakupowi usług do zarządzania fizycznymi ograniczeniami oraz regulacji napięcia. Tego rodzaju usługi mogą być kupowane zarówno przez operatora systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego. Na rynek lokalny natomiast nie będą zgłaszane usługi do bilansowania systemu elektroenergetycznego, które są realizowane poprzez rynek bilansujący dla operatora systemu przesyłowego, który jest uprawniony do zakupu takich usług w celu utrzymania częstotliwości w systemie. Celowa wydaje się koordynacja oraz funkcjonowanie mechanizmów pozwalających na łączenie pewnych elementów pomiędzy lokalnym rynkiem, a pozostałymi rynkami (również bilansującym), w celu umożliwienia użytkownikom sieci oferowania swojego potencjału w sposób jak najbardziej efektywny.

9.6. Przyszłość transformacji – niezbędne elementy

Prowadzone w ramach Unii Europejskiej dyskusje wskazują na konieczność przyspieszenia prac związanych z transformacją energetyczną na terenie całej Unii. Dostrzeżono jednak, że nie da się tego zrealizować bez znaczącego wzrostu pomocy publicznej skierowanej w szczególności do OSD. Analiza nakładów potrzebnych na realizację podstawowych inwestycji (tzw. inwestycji koniecznych) w ramach KET pokazała konieczność stosowania bodźców regulacyjnych oraz pozyskania zewnętrznych środków pomocowych także w Polsce.

W przypadku Polski, oprócz ww. potrzeby wsparcia finansowego inwestycji w sieci dystrybucyjne, konieczne jest również przyspieszenie procesu inwestycyjnego na etapie pozwoleń i uzgodnień. Choć nowelizacją tzw. specustawy przesyłowej w 2023 r. wprowadzono ułatwienia dla budowy linii 110 kV oraz w wybranych aspektach dla sieci średnich napięć, nadal proces uzyskiwania pozwoleń na budowę linii i stacji elektroenergetycznych, w szczególności niskich i średnich napięć, wymagałby przyspieszenia.

Duża ilość OZE przyłączonych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz ich charakter pracy uzależniony od warunków pogodowych, niepowiązany z bieżącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną sprawia, że nieuchronne będzie ograniczanie produkcji z OZE w momentach zmniejszonego zapotrzebowania

na energię elektryczną. Niezbędne zatem jest przygotowanie właścicieli OZE na takie sytuacje m.in. poprzez zastosowanie magazynów energii, instalacji hybrydowych, produkcji „zielonego” wodoru, czy świadczenie usług elastyczności. Obecny stan rozwoju OZE powoduje, że właściciele OZE muszą już dostosowywać się do nowych wymagań klimatycznych i osiągnięcia neutralności klimatycznej, przy zachowaniu możliwych do poniesienia kosztów przez odbiorców energii, a nie jedynie być nastawieni na maksymalizację zysku z produkcji energii elektrycznej oraz wprowadzanie jej do sieci w okresach optymalnych pogodowo i finansowo, bez uwzględniania aktualnych potrzeb odbiorców (zapotrzebowania na energię) oraz możliwości sieci elektroenergetycznych. Zmiany powinny objąć również zasady przyłączania do sieci mikroinstalacji. Ich dynamiczny rozwój spowodował, że wiele krajów europejskich zmienia przepisy dotyczące przyłączania mikroinstalacji do sieci oraz możliwości wprowadzania do sieci energii z mikroinstalacji poprzez np. ograniczenie ilości wprowadzanej energii do sieci do określonego progu.

Przyglądając się rozwiązaniom w innych państwach europejskich, trudno zaobserwować jeden schemat podejścia do transformacji energetycznej, w tym rozwoju rynków lokalnych i usług elastyczności. Są państwa z zaawansowanym prawodawstwem i zapleczem informatycznym, takie jak Litwa i Estonia, w których jednak nie odnotowuje się większego popytu na usługi elastyczności. W wielu są one na wczesnym etapie rozwoju, w trakcie opracowywania szczegółów bądź przeprowadzania projektów pilotażowych. W Polsce transformacja w aspekcie dotyczącym OSD dokonuje się i będzie kontynuowana równoległe na kilku płaszczyznach: prawnej, regulacyjnej – pozwalającej na realizację przez OSD inwestycji o charakterze priorytetowym bądź nabywanie usług elastyczności na rynku oraz technicznej – poprzez poszukiwanie optymalnych rozwiązań. Pozostaje mieć nadzieję, że rynek zaoferuje OSD swoje usługi, a bodźce ekonomiczne będą stanowiły zachętę dla wszystkich stron.

Rozdział 10

Odnawialne źródła energii – rola w systemie energetycznym, perspektywy i bariery rozwoju

Andrzej Diakun
ENERGA GREEN DEVELOPMENT Spółka z o.o.

10.1. Uwarunkowania społeczne i polityczne roli OZE w zaopatrywaniu w energię

Pierwsze partie zielonych pojawiły się w latach 70. XX wieku w odpowiedzi na rosnące obawy dotyczące degradacji środowiska naturalnego i zmian klimatycznych.

Partie zielonych były pionierami w zakresie promowania ochrony środowiska, zrównoważonego rozwoju i polityki ekologicznej na całym świecie, a ich wpływ na politykę i społeczeństwo był znaczący. Ich działania przyczyniły się do wzrostu świadomości na temat problemów ekologicznych oraz do wprowadzania konkretnych działań legislacyjnych mających na celu ochronę środowiska naturalnego.

Ocieplenie klimatu i kwestie związane ze zmianami klimatycznymi zaczęły pojawiać się w kampaniach wyborczych głównie w ostatnich kilku dekadach. Stopniowo coraz więcej polityków zaczęło dostrzegać znaczenie tej kwestii dla społeczeństwa i gospodarki.

W tych latach 80. i 90. XX wieku zaczęto zgłaszać poważne obawy dotyczące zmian klimatycznych i ocieplenia środowiska. W międzynarodowych raportach na-

ukowych i konferencjach pojawiły się pierwsze ostrzeżenia na temat wpływu emisji gazów cieplarnianych na klimat.

Protokół z Kioto, przyjęty w 1997 roku, był pierwszym międzynarodowym porozumieniem mającym na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych w celu zwalczania zmian klimatycznych. Jego uwarunkowania polityczne regulowały kluczowe aspekty związane z redukcją gazów cieplarnianych.

Protokół z Kioto odzwierciedlał trudności w uzgodnieniu globalnych działań na rzecz ograniczenia zmian klimatycznych, uwzględniając różnice w poziomie rozwoju gospodarczego oraz historyczne i obecne emisje gazów cieplarnianych poszczególnych krajów.

Wraz z rozwojem badań naukowych w pierwszej dekadzie XXI wieku coraz bardziej alarmującymi raportami na temat zmian klimatycznych, coraz więcej polityków zaczęło uwzględniać kwestie klimatyczne w swoich kampaniach wyborczych. W wielu krajach polityka klimatyczna stała się ważnym tematem dyskusji publicznej.

Efektem zainteresowania polityków kwestiami klimatycznymi była międzynarodowa umowa dotycząca ograniczania emisji dwutlenku węgla (CO₂) tzw. Porozumienie Paryskie. Porozumienie to zostało przyjęte w grudniu 2015 r. podczas 21. konferencji stron Ramowej konwencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (COP21) i zostało ratyfikowane przez większość krajów na świecie, w tym Unię Europejską i Polskę. W czasie 24. konferencji (COP24) w grudniu 2018 r. podczas polskiej prezydencji, został podpisany tzw. Katowicki pakiet klimatyczny wdrażający Porozumienie Paryskie.

W ramach Porozumienia Paryskiego, kraje zobowiązały się do opracowania i wdrażania krajowych strategii redukcji emisji gazów cieplarnianych, które mają doprowadzić do ograniczenia emisji CO₂ oraz innych gazów cieplarnianych. Ponadto, porozumienie to przewiduje regularne przeglądy i aktualizacje celów klimatycznych, aby zapewnić zgodność z celami długoterminowymi dotyczącymi ograniczenia wzrostu temperatury.

Celem Porozumienia Paryskiego jest ograniczenie wzrostu temperatury na świecie poniżej 2 °C względem okresu przedprzemysłowego, a także dążenie do ograniczenia wzrostu do 1,5 °C. Porozumienie to zobowiązuje państwa do redukcji emisji gazów cieplarnianych, co może promować rozwój odnawialnych źródeł energii.

W grudniu 2019 roku została ogłoszona przez Komisję Europejską strategia Unii Europejskiej pod nazwą Europejski Zielony Ład. Ma ona na celu transformację gospodarki europejskiej w kierunku bardziej zrównoważonej i opartej na zasadach zrównoważonego rozwoju. Europejski Zielony Ład obejmuje szereg działań w różnych obszarach, takich jak walka ze zmianami klimatycznymi, ochrona

środowiska, zrównoważona produkcja i konsumpcja, oraz tworzenie nowych miejsc pracy w sektorach związanych z energią odnawialną i efektywnością energetyczną.

Komisja Europejska w dniu 14 lipca 2021 zaproponowała pakiet środków legislacyjnych i inicjatyw zwanych potocznie „Fit for 55”. Jest to plan działań mających na celu realizację celów klimatycznych Unii Europejskiej, w szczególności zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 roku w porównaniu do poziomów z 1990 roku.

„Fit for 55” obejmuje różne rodzaje aktów prawnych, takie jak dyrektywy, rozporządzenia i decyzje, które mają na celu wprowadzenie konkretnych środków mających na celu osiągnięcie celów klimatycznych. Obejmuje on szereg środków i propozycji legislacyjnych mających wpłynąć na różne sektory gospodarki, w tym energetykę, transport, budownictwo, przemysł i rolnictwo.

Główne akty prawne pakietu „Fit for 55” to m.in.:

1. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/757 z dnia 10 maja 2023 roku zmieniające rozporządzenie (UE) 2015/757 w celu włączenia transportu morskiego do unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji oraz monitorowania, raportowania i weryfikacji dodatkowych gazów cieplarnianych i emisji z dodatkowych typów statków.
2. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/955 z dnia 10 maja 2023 r. w sprawie ustanowienia Społecznego Funduszu Klimatycznego i zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1060 .
3. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 roku ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂.
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Europy 2023/958 z dnia 10 maja 2023 roku zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE z dnia 10 maja 2003 roku w odniesieniu do wkładu lotnictwa w unijny cel zmniejszania emisji w całej gospodarce i odpowiedniego wdrożenia globalnego środka rynkowego.
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Europy 2023/959 z dnia 10 maja 2023 roku zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955.
7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652.

Pakiet „Fit for 55” stanowi kluczowy krok w realizacji ambitnych celów klimatycznych Unii Europejskiej i przyspieszeniu transformacji gospodarki w kierunku bardziej zrównoważonej i opartej na odnawialnych źródłach energii i ma na celu zapewnienie, że Unia Europejska spełni swoje zobowiązania klimatyczne zgodnie z Porozumieniem Paryskim.

10.2. Europejski Zielony Ład w Polsce

W celu wdrożenia w Polsce zobowiązań wynikających z Porozumienia Paryskiego oraz wynikających ze „Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju” Rada Ministrów w dniu 2 lutego 2021 zatwierdziła „Politykę energetyczną Polski do 2040 r.” tzw. PEP 2040.

Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040) wyznaczała ramy transformacji energetycznej w Polsce. Zawierała strategiczne przesądzenia w zakresie doboru technologii służących budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego.

PEP2040 miała stanowić wkład w realizację Porozumienia Paryskiego z uwzględnieniem konieczności przeprowadzenia transformacji w sposób sprawiedliwy i solidarny.

Polityka PEP2040 uwzględniała skalę wyzwań związanych z dostosowaniem krajowej gospodarki do uwarunkowań regulacyjnych UE związanych z celami klimatyczno-energetycznymi na 2030 r., Europejskim Zielonym Ładem i dążeniem do osiągnięcia neutralności klimatycznej zgodnie z krajowymi możliwościami, jako wkładu w realizację Porozumienia Paryskiego. Niskoemisyjna transformacja energetyczna przewidziana w PEP2040 miała inicjować szersze zmiany modernizacyjne całej gospodarki, gwarantując bezpieczeństwo energetyczne, dbając o sprawiedliwy podział kosztów i ochronę najbardziej wrażliwych grup społecznych.

Transformacja energetyczna została oparta na trzech filarach: sprawiedliwa transformacja, zeroemisyjny system energetyczny, dobra jakość powietrza.

Z punktu widzenia elektroenergetyki w PEP 2040 zdefiniowano dwa istotne cele szczegółowe tj. cel szczegółowy nr 2 i cele szczegółowy nr 6 o brzmieniu jak niżej.

Cel szczegółowy 2. **Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej.**

Bilans mocy musi zapewniać stabilność dostaw energii i elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego, a także realizację zobowiązań międzynarodowych oraz odpowiadać na zmiany na rynku energii i światowe trendy. Jednocześnie tylko sprawna i wystarczająco rozbudowana infrastruktura zapewni bezpieczeństwo dostaw energii. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej doprowadzi do stworzenia niemal nowego systemu elektroenergetycznego do 2040 r. opartego w istotnej mierze o źródła zeroemisyjne. Polska będzie dążyć do możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc własnymi zasobami. Krajowe zasoby węgla pozostaną istotnym elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski, ale wzrost popytu będzie pokrywany przez źródła inne niż konwencjonalne moce węglowe. Udział węgla w strukturze zużycia energii osiągnie nie więcej niż 56% w 2030 r., a przy podwyższonych cenach uprawnień do emisji CO₂ może spaść nawet do poziomu 37,5%. Coraz większą rolę odgrywać będą źródła odnawialne – ich poziom w strukturze krajowego zużycia energii elektrycznej netto **wyniesie nie mniej niż 32% w 2030 r.**, co umożliwi przede wszystkim **rozwój fotowoltaiki oraz morskich farm wiatrowych**, które ze względu na warunki ekonomiczne i techniczne mają największe perspektywy rozwoju. Dla osiągnięcia takiego poziomu OZE w bilansie, niezbędny jest **rozwój infrastruktury sieciowej, technologii magazynowania energii, a także rozbudowa jednostek gazowych jako mocy regulacyjnych**. W 2033 r. wdrożona zostanie energetyka jądrowa (łącznie powstanie 6 bloków jądrowych o mocy całkowitej 6-9 GW), która wzmocni podstawę systemu i wpłynie na redukcję emisji zanieczyszczeń z sektora. Także w celu ograniczenia emisji zanieczyszczeń z sektora energii, stopniowo wycofywane będą jednostki wytwórcze o niskiej sprawności, które będą zastępowane mocami o wyższej sprawności (także kogeneracyjnymi). W perspektywie do 2040 r. zostanie zbudowany niemal nowy system elektroenergetyczny, którego silną podstawą będą źródła nisko i zeroemisyjne.

Cel szczegółowy 6. **Rozwój odnawialnych źródeł energii.**

Wzrost roli odnawialnych źródeł energii wynika z potrzeby niskoemisyjnej transformacji energetycznej poprzez dywersyfikację bilansu energetycznego i redukcję jego emisyjności oraz kontrybucji w **unijnym 32% celu OZE** w końcowym zużyciu energii brutto, a także spadających kosztów tych technologii wytwarzania energii. Polska deklaruje osiągnięcie **co najmniej 23% udziału OZE** w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. (w elektroenergetyce – co najmniej 32% netto, w ciepłownictwie i chłodnictwie – przyrost 1,1 pkt proc. r/r., w transporcie – 14%). Mając na uwadze spodziewany rozwój technologiczny, szczególną rolę w realizacji celu OZE odegrają morskie farmy wiatrowe których rozwój jest strategiczną

decyzją dotyczącą rozwoju kluczowych kompetencji w tym zakresie w Polsce pozwalających na rozwój gospodarczy. Przewidywany jest dalszy rozwój fotowoltaiki, której praca jest skorelowana z letnimi szczytami popytu na energię elektryczną a także lądowych farm wiatrowych, które wytwarzają energię elektryczną w podobnych przedziałach czasowych co morska energetyka wiatrowa. Przewiduje się także wzrost znaczenia biomasy, biogazu, geotermii w ciepłownictwie systemowym oraz pomp ciepła w ciepłownictwie indywidualnym, a w transporcie konieczne jest zwiększenie wykorzystania biopaliw zaawansowanych i energii elektrycznej. Rozwijać się będzie także energetyka rozproszona oparta o wytwarzanie energii z OZE, sprzedaż, magazynowanie lub uczestnictwo w programach DSR przez podmioty indywidualne (np. aktywnych odbiorców, prosumentów energii odnawialnej i innych) i społeczności energetyczne (np. klastry energii, spółdzielnie energetyczne). Przewiduje się do 2030 r. ok. 5-krotny wzrost liczby prosumentów i zwiększenie do 300 liczby obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym. Dla bezpieczeństwa pracy KSE w przyszłości przyłączenie niestabilnego źródła energii będzie powiązane z obowiązkiem zapewnienia bilansowania w okresach, gdy OZE nie dostarcza energii elektrycznej do sieci. Mechanizmy wsparcia OZE będą w uprzywilejowanej pozycji stawiać rozwiązania zapewniające maksymalną dyspozycyjność, z relatywnie najniższym kosztem wytworzenia energii oraz zaspokajające lokalne potrzeby energetyczne, jak również rozwiązania hybrydowe łączące różne technologie OZE, samobilansowanie np. z wykorzystaniem magazynów energii.

W kwietniu 2023 Rada Ministrów przyjęła założenia do aktualizacji PEP 2040. Niestety w roku 2023 nie dokonano aktualizacji PEP 2040.

W kwietniu 2024 Minister Klimatu i Środowiska Pan Miłosz Motyka zadeklarował, że zaktualizowana Strategia PEP 2040 zostanie przyjęta do 31 grudnia 2024 roku.

10.3. Główne bariery rozwoju elektroenergetyki OZE

Główne bariery rozwoju energetyki OZE w Polsce to:

1. Brak zaktualizowanych celów (PEP 2040 jest nieaktualna).
2. Brak stabilności polityki energetycznej. Zmienność polityki energetycznej oraz niestałość regulacji dotyczących OZE wprowadzają niepewność wśród inwestorów i utrudniają planowanie długoterminowych inwestycji w projekty OZE.

3. Trudności w uzyskiwaniu decyzji administracyjnych zezwalających na budowę instalacji OZE. Procesy uzyskiwania tych decyzji są długotrwałe i prowadzą do opóźnień i dodatkowych kosztów dla inwestorów.
4. Ograniczenia sieciowe. Brak odpowiedniej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej stanowi barierę dla rozwoju OZE, szczególnie w odległych lub słabo zaludnionych obszarach, gdzie koszty rozbudowy sieci są wysokie.
5. Brak stabilności w metodyce kształtowania cen energii. Regulacyjne ograniczanie cen energii stawiają pod znakiem zapytania przewidywalność opłacalności inwestycji w projekty OZE.
6. Ograniczenia przepisów lokalnych. Lokalne przepisy bądź interpretacje przepisów dotyczące budowy i eksploatacji instalacji OZE różnią się w zależności od regionu co wprowadza dodatkowe ograniczenia i opóźnienia w procesie inwestycyjnym.
7. Wysokie koszty kapitału zmniejszają opłacalność projektów OZE. Mniejsza opłacalność może zniechęcić inwestorów i stanowić barierę dla rozwoju projektów OZE.

10.4. Postulaty dotyczące polityki elektroenergetycznej Polski

By sprostać wymaganiom stawianym przez regulacje „Fit for 55” w Polsce muszą być zawarte kompromisy w sferze społecznej oraz ustalone cele techniczne przy uwzględnieniu możliwości ekonomicznych i technologicznych.

Zagadnienia, które muszą być rozpatrzone to :

1. struktura wykorzystania energii pierwotnej,
2. zasady kształtowania ceny korzystania z energii elektrycznej,
3. model produkcji energii,
4. magazynowanie energii,
5. architektura sieci elektroenergetycznych.

Z punktu widzenia inżynierów, po uzgodnieniu kwestii społecznych (struktura wykorzystania energii pierwotnej) oraz ekonomicznych (zasady kształtowania ceny

korzystania z energii elektrycznej) musimy ustalić modele produkcji energii, magazynowanie energii oraz architekturę sieci elektroenergetycznych.

Biorąc pod uwagę postulaty Europejskiego Zielonego Ładu oraz regulacje przyjęte w „Fit for 55” Polska musi niezwłocznie ustalić zaktualizowane PEP 2040.

Dla zapewnienia bezpiecznego i efektywnego dostarczania energii elektrycznej musimy:

1. posiadać możliwości techniczne wyprodukowania wystarczającej ilości energii elektrycznej o właściwej jakości w akceptowalnej cenie,
2. posiadać możliwości techniczne zapewnienia wystarczającej ilości mocy elektrycznej,
3. mieć fizyczne możliwości transportu energii elektrycznej,
4. posiadać sterowalne sieci elektroenergetyczne efektywne technicznie i ekonomicznie,
5. mieć infrastrukturę komunikacyjną i informatyczną do bezpiecznego i wydajnego zarządzania systemem elektroenergetycznym.

W przekonaniu autora niniejszej pracy należy:

1. w warstwie regulacyjnej:
 - a) uprościć regulacje związane z budową źródeł OZE,
 - b) zapewnić przewidywalność regulacji w zakresie sposobu kształtowania cen energii elektrycznej,
 - c) w zakresie zarządzania sieciami elektroenergetycznymi wydzielić Operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) ze struktur koncernów elektroenergetycznych (unbundling),
2. w warstwie ekonomiczno-technicznej:
 - a) skutecznie wdrożyć taryfy dynamiczne energii, które będą odzwierciedlały zmieniające się warunki na rynku oraz zachęcały użytkowników do przesunięcia zużycia energii na okresy o niższym popycie, co przyczyni się do zwiększenia elastyczności sieci,
 - b) przyjąć regulacje, które umożliwią rentowność inwestycji w OZE (kontrakty różnicowe, kredyty inwestycyjne na budowę źródeł OZE o stałej stopie oprocentowania etc.),

- c) przyjąć regulacje, które umożliwią rentowność inwestycji w magazyny energii,
- d) wdrożyć koncepcję elektrownie wirtualnej (Virtual Power Plant) tj. koncepcję rozproszonych źródeł energii (np. instalacji fotowoltaicznych, farm wiatrowych, magazynów energii) i elastycznych źródeł energii (np. agregatów prądotwórczych, elektrowni gazowych i elektrowni wodnych) oraz elastycznych (sterowanych) odbiorników energii, które są połączone za pomocą systemów monitorowania i zarządzania, tworząc w ten sposób wirtualną jednostkę produkcyjno- konsumpcyjną.

3. w warstwie technicznej:

- a) zapotrzebowanie na energię elektryczną powinno być zaspokajane w samobilansujących się wyspach wspieranych przez system energetyczny,
- b) źródła energii elektrycznej powinny być nisko emisyjne. Energia elektryczna powinna być produkowana w odnawialnych źródłach energii, takich jak farmy fotowoltaiczne, farmy wiatrowe, elektrownie wodne i geotermalne. Elektrownie atomowe powinny zapewniać stabilność systemu.
- c) pojemność i moc magazynów energii powinna być pochodną możliwości produkcyjnych OZE oraz zapotrzebowania na moc i energię,
- d) sieci elektroenergetyczne powinny być wyposażone w zaawansowane systemy zarządzania, które umożliwią monitorowanie, kontrolę i optymalizację przepływu energii w czasie rzeczywistym. Technologie takie jak sztuczna inteligencja, analiza danych i uczenie maszynowe powinny być wykorzystywane do prognozowania zapotrzebowania na energię i optymalnego zarządzania siecią,
- e) sieci energetyczne muszą być bardziej elastyczne i zdecentralizowane, co pozwoli na łatwiejsze integrowanie odnawialnych źródeł energii oraz magazynów energii. Elastyczność sieci pozwoli na efektywne zarządzanie zmiennością produkcji energii z odnawialnych źródeł, co przyczyni się do zwiększenia niezawodności dostaw energii,
- f) sieci energetyczne powinny być w większym stopniu zautomatyzowane i zintegrowane z systemami informatycznymi. Sieci energetyczne powinny zapewniać odpowiedni poziom cyberbezpieczeństwa, aby chronić sieci przed cyberatakami i zagrożeniami dla bezpieczeństwa dostaw energii,

- g) należy wspierać rozwój technologii przesyłania i przechowywania energii oraz zarządzania przepływem energii elektrycznej. Superprzewodniki, superkondensatory, kable wysokonapięciowe i sieci inteligentne być może będą rozwiązaniem obecnych problemów elektroenergetyki.

10.5. Podsumowanie

Zapewnienie dostaw dobrej jakościowo i atrakcyjnej cenowo energii elektrycznej wymaga racjonalnych i długoterminowych inwestycji. Jedynie spójna i stabilna polityka energetyczna pozwoli na przezwycięzenie barier regulacyjnych, uproszczenie procedur administracyjnych i rozbudowę infrastruktury energetycznej a wprowadzanie mechanizmów umożliwiających rentowność finansową dla projektów OZE umożliwi ich efektywną i skuteczną realizację. Tylko takie działania pomogą przyspieszeniu rozwoju odnawialnych źródeł energii by dostarczać wystarczającą ilość energii elektrycznej o właściwej jakości w akceptowalnej cenie.

Rozdział 11

Optymalizacja systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego na następną dekadę

Igor Petryk, Oula Lehtinen
Wärtsilä Energy

11.1. Wstęp

Krajobraz energetyczny Europy przechodzi głęboką transformację, która charakteryzuje się istotnym przejściem w stronę odnawialnych źródeł energii i redukcji emisji gazów cieplarnianych.

W tym zmiennym krajobrazie energetycznym Polska znajduje się w wyjątkowej sytuacji. Węgiel odgrywa kluczową rolę, bowiem zapewnia 61% produkcji energii i 80% produkcji ciepła w Polsce. Dominacja węgla w gospodarce stanowi zatem trudny punkt wyjściowy do pracy podczas następnej dekady. Co więcej, obecna docelowa data rezygnacji Polski z węgla jest późniejsza niż cel na rok 2030 wyznaczony przez większość pozostałych państw członkowskich UE.

Niemniej jednak Polska odniosła ważny sukces w dążeniu do transformacji energetycznej. Atrakcyjne warunki inwestycyjne w zakresie fotowoltaiki (PV) sprawiły, że kraj jest jednym z najszybciej rozwijających się rynków fotowoltaiki w UE.

Kompleksowa strategia dotycząca morskiej energetyki wiatrowej przyczyniła się też do zawarcia transakcji na dostawę mocy 5,9 GW do 2027 r. (Przegląd polityki energetycznej Polski, 2022 r., IEA).

Pomimo tego początkowego postępu na długiej drodze Polski do osiągnięcia stanu net-zero pozostaje szereg wyzwań. W obliczu rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną należy dążyć do stopniowej dekarbonizacji. Ponadto infrastruktura kraju jest przestarzała i nieefektywna, co utrudnia integrację źródeł odnawialnych.

Jednak przede wszystkim, najważniejszym wyzwaniem dla Polski jest odejście od wykorzystania węgla w systemach ciepłowniczych. Pomimo istnienia ogólnego konsensusu dotyczącego dekarbonizacji systemu elektroenergetycznego poprzez integrację wytwarzania opartego o energię słoneczną i wiatrową, wśród zainteresowanych stron istnieje wyraźna niepewność co do równoważnej drogi dla ciepłownictwa.

Wyzwania te są powiązane z szeregiem warunków. Po pierwsze systemy ciepłownicze charakteryzują się niską efektywnością i wysoką emisją gazów cieplarnianych, która wynika z produkcji ciepła w oparciu o węgiel, przestarzałej infrastruktury i nieoptymalnej eksploatacji. Drugie wyzwanie odnosi się do skali, gdyż Polska posiada największy pod względem rurociągów system ciepłowniczy w UE. Obecny system jest też obciążający finansowo, ponieważ przyczynia się do ubóstwa energetycznego, a jego koszty rosną w związku z nieprzestrzeganiem unijnych przepisów dotyczących uprawnień do emisji CO₂.

Strategiczne, oparte na danych podejście do problemu może zapewnić Polsce znaczące korzyści. Wykorzystanie tych możliwości oznacza, że perspektywa bezpiecznej, przystępnej cenowo i zrównoważonej energii jest w zasięgu ręki.

Model opracowany przez firmę Wärtsilä w oparciu o oprogramowanie PLEXOS® wskazuje zoptymalizowaną drogę wykorzystania przez Polskę korzyści płynących z łączenia energii elektrycznej i ciepłownictwa. To podejście obiecuje przynieść znaczne korzyści środowiskowe, gospodarcze i społeczne, kładąc fundamenty pod pełną dekarbonizację w przyszłości.

11.2. Czysta energia w Polsce w przyszłości

11.2.1. Wyniki modelowania

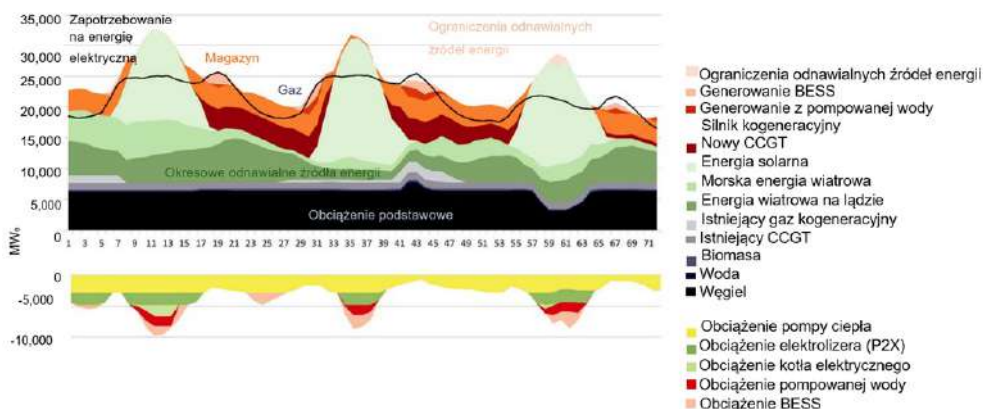
Zoptymalizowany miks energetyczny dla Polski

Polska podróż w kierunku dekarbonizacji jest już na zaawansowanym etapie. Istnieje jednak wiele możliwości optymalizacji ścieżki prowadzącej do celu. Dzięki

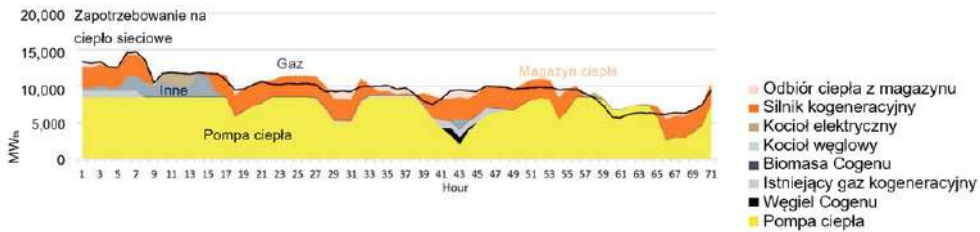
wykorzystaniu istniejących i planowanych możliwości oraz wyborom nowych inwestycji PLEXOS® opracowuje zoptymalizowany zestaw, który wspiera integrację odnawialnych źródeł energii i zastąpienie wycofywanego węgla w energetyce i ciepłownictwie w ciągu najbliższych dziesięciu lat. Poprzez łączenie sektorów nadwyżkę wytwarzania energii odnawialnej można wykorzystać na potrzeby ciepłownictwa. Elastyczne technologie ciepłownicze zapewniają dodatkowe zrównoważenie, co tworzy symbiotyczny i wydajny miks.

PLEXOS® firmy Energy Exemplar to sprawdzone oprogramowanie do symulacji energii wykorzystywane przez operatorów systemów, organy regulacyjne i planistów, a także przedsiębiorstwa użyteczności publicznej, handlowców, konsultantów i producentów. Wärtsilä wykorzystuje PLEXOS® na całym świecie w celu modelowania systemów elektroenergetycznych, zarówno w zakresie długoterminowej optymalizacji rozwoju mocy, jak i krótkoterminowej optymalizacji dostaw. Oprogramowanie PLEXOS® zostało zaprojektowane tak, aby znaleźć najbardziej optymalne pod względem kosztów rozwiązanie dla każdego scenariusza w oparciu o zastosowane ograniczenia. Może zatem dostarczyć cennych informacji na temat działania, rozbudowy i optymalizacji systemów elektroenergetycznych w celu znalezienia najbardziej wydajnych i elastycznych rozwiązań.

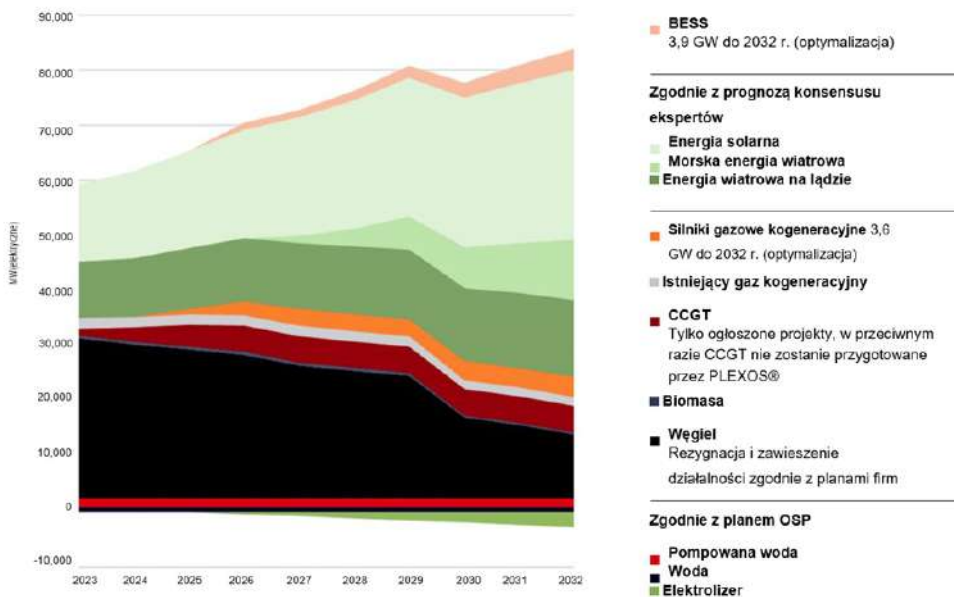
Poniżej przedstawiono przykład struktury wytwarzania po kooptymalizacji dla wybranych trzech dni w marcu 2030 r. Model PLEXOS® przeprowadził analizę w horyzoncie 10-letnim z godzinową rozdzielczością modelowania i przedstawił optymalny pod względem kosztów miks dla sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego.



Rys. 11.1. Modelowana struktura wytwarzania energii elektrycznej w marcu 2030 r.



Rys. 11.2. Modelowana struktura wytwarzania ciepła sieciowego w marcu 2023 r.



Rys. 11.3. Zoptymalizowana struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w latach 2023-2032

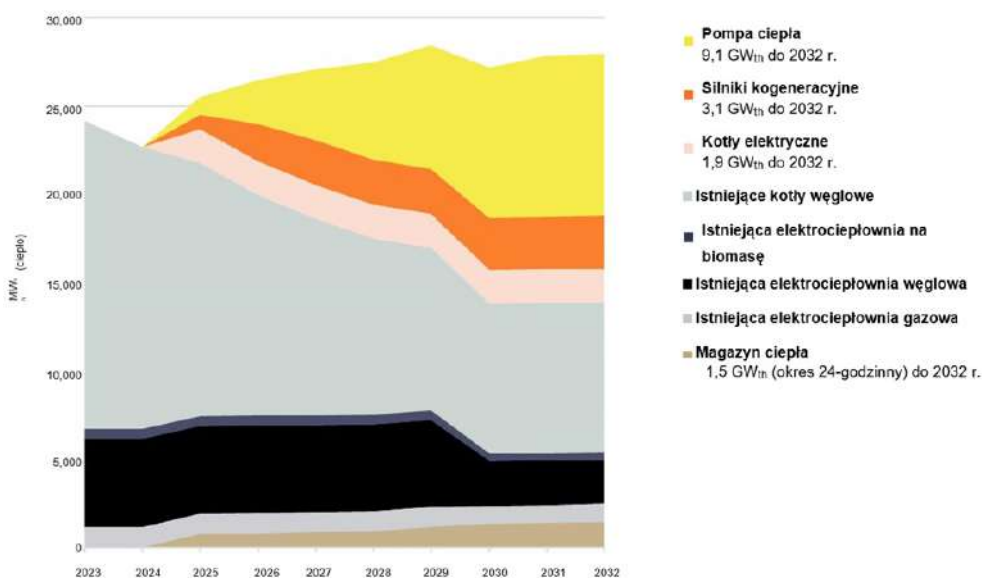
11.2.2. Korzyści z koptymalizacji

Wyniki modelowania PLEXOS® pokazują, że dzięki koptymalizacji wytwarzania energii elektrycznej i ciepłownictwa, w ciągu następnej dekady Polska może osiągnąć szereg kamieni milowych w gospodarce i energetyce.

Istotny postęp w integracji odnawialnych źródeł energii

Dzięki kooptymalizacji udział energii odnawialnej wzrasta z 29% w 2023 r. do 68% w 2032 r., co uczyni ją głównym i najbardziej dostępnym źródłem. Odpowiednio przewiduje się, że zużycie węgla spadnie z 61% do 26% w produkcji energii i z 80% do 8% w produkcji ciepła. Energia wiatrowa odgrywa główną rolę w wypieraniu węgla w energetyce, natomiast pompy ciepła zasilane energią odnawialną są głównymi zamiennikami w sektorze ciepłowniczym.

Taka trajektoria energii odnawialnej jest również ściśle zgodna z planami ustalonymi przez oficjalne organy, w tym Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) i zespoły doradcze. Dlatego też wyniki PLEXOS® wykazują wykonalność wdrożenia takiej drogi przejścia, jednocześnie oferując cenne możliwości optymalizacji określone na podstawie modelowania.



Rys. 11.4. Zoptymalizowana struktura wytwarzania ciepła systemowego w Polsce w latach 2023-2032

Znacząca redukcja zużycia paliwa i emisji

Dzięki postawieniu na rozwój OZE wraz ze sprzężeniem sektorów energetyki i ciepłownictwa model wskazuje na znaczną potencjalną redukcję emisji CO₂ i zużycia paliw do 2032 r., w miarę jak technologie niskoemisyjne będą stopniowo wypierać węgiel. Za dziesięć lat roczne emisje CO₂ mogą spaść o 57% z 42 Mt CO₂ w 2023 r. do 18 Mt CO₂ w 2032 r. Warto zauważyć, że redukcja następuje pomimo wzrostu w tym samym okresie zużycia energii elektrycznej.

Spadek zużycia paliw kopalnych można przypisać zwiększonemu wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii w połączeniu z budową jednostek wysokosprawnej kogeneracji. Ponadto powszechne zastosowanie wydajnych pomp ciepła, które średnio wytwarzają kilka razy więcej ciepła niż zużywają energii elektrycznej, sprawia, że są integralnym elementem dążenia do znacznych redukcji emisji i zużycia paliwa.

Redukcja kosztów systemowych i dostępna cenowo energia

Badanie podkreśla możliwość znacznych redukcji kosztów poprzez kooptymalizację sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego. Do 2032 r. co zapewni łączne oszczędności w wysokości 3,8 miliarda EUR w porównaniu z brakiem kooptymalizacji. W szczególności z badania wynika, że planowane w Polsce elektrownie CCGT o mocy elektrycznej 3,5 GW nie są optymalne pod względem kosztów – rezygnacja z nich mogłoby zapewnić dodatkowe 1,8 miliarda EUR całkowitych oszczędności kosztów systemu.

Wynika to z faktu, iż turbiny CCGT powinny pracować w trybie obciążenia podstawowego lub elastycznego trybu obciążenia podstawowego i mogą osiągnąć 60% sprawności elektrycznej przy optymalnym obciążeniu. Nie są w stanie jednak utrzymać wysokiej sprawności przy częściowym obciążeniu i nie sprawdzają się w przypadku cyklicznych redukcji obciążenia typowych w systemach o wysokim udziale OZE. Wiele z planowanych projektów znajduje się na terenach istniejących dużych elektrowni węglowych, z dala od miast, gdzie nie ma zapotrzebowania na ciepło sieciowe lub jest ono bardzo małe. Z kolei silniki kogeneracyjne doskonale sprawdzają się w zdecydowanej większości sieci ciepłowniczych w Polsce. Mogą jednocześnie wytwarzać energię elektryczną i ciepło użytkowe, osiągając łączną efektywność na poziomie 90%. Silniki kogeneracyjne charakteryzują się wyjątkową elastycznością, zapewniając szybką reakcję na potrzebę zbilansowania zmiennych poziomów produkcji z instalacji OZE, a także umożliwiają szybką reakcję na zmiany cen na rynku energii elektrycznej, tym samym pozwalają bilansować sieć przy zachowaniu akceptowalnej rentowności. Tak zoptymalizowany system, który wykorzystuje w większości odnawialne źródła energii, może ostatecznie w dłuższej perspektywie doprowadzić do niższych cen energii i ogrzewania dla konsumentów.

Większa efektywność energetyczna i bezpieczeństwo

Z niniejszego badania wynika, że strategia kooptymalizacji w Polsce, oparta na dynamicznym i zrównoważonym miksie źródeł wytwarzania, może zapewnić bezpieczne i niezawodne dostawy energii elektrycznej i ciepła nawet w okresach niskiej produkcji energii odnawialnej. Elastyczność systemu, osiągnięta dzięki połączeniu możliwości zagospodarowania mocy ciepłej i elastyczności silników kogeneracyjnych, maksymalizuje integrację odnawialnych źródeł energii, minimalizując jed-

nocześniej wyłączenia źródeł OZE. Skutkuje to wyjątkową wydajnością systemu. Co więcej, zwiększenie krajowej produkcji z czystych odnawialnych źródeł energii zwiększa niezależność energetyczną, co ma ogromne znaczenie dla ochrony państw przed zmiennością rynku energii na świecie.

11.2.3. Najważniejsze wnioski

Elastyczność odgrywa kluczową rolę w dekarbonizacji sieci ciepłowniczych

Podczas kooptymalizacji elastyczność odgrywa kluczową rolę w dekarbonizacji polskich systemów ciepłowniczych. Inwestycje ukierunkowane na różnorodną gamę elastycznych technologii mają zatem ogromne znaczenie dla osiągnięcia optymalnego pod względem kosztów wyniku. W tym kontekście uzupełniają się technologie obejmują silniki kogeneracyjne, pompy ciepła, kotły elektryczne, magazyny ciepła i bateryjne magazyny energii elektrycznej.

Stosując rozwiązania, które zapewniają elastyczność na dużą skalę, Polska może zmaksymalizować zwrot z inwestycji w OZE poprzez wykorzystanie zmienności energii wiatrowej i słonecznej. Ponadto elastyczność ułatwia wprowadzanie nowych technologii, takich jak produkcja ekologicznego wodoru poprzez elektrolizę z wykorzystaniem OZE. Produkcję wodoru można stosować jako element bilansowania sieci jako element elastyczności strony popytowej. Natomiast sam wodór lub jego pochodne mogą zasilać silniki kogeneracyjne oraz zapewniać dodatkowe wsparcie w zakresie dostaw energii bez emisji w celu zaspokojenia przyszłego zapotrzebowania.

Silniki i pompy ciepła umożliwiają najbardziej efektywną integrację odnawialnych źródeł energii

Z modelu wynika, że głównymi czynnikami ułatwiającymi skuteczną integrację rosnącej w Polsce mocy zainstalowanej w farmach fotowoltaicznych i wiatrowych są silniki kogeneracyjne i pompy ciepła. Elastyczne silniki kogeneracyjne odgrywają niewielką, ale ważną rolę w równoważeniu zmienności wytwarzania energii odnawialnej w systemach elektroenergetycznych i ciepłowniczych. Jednocześnie pompy ciepła służą jako nieocenione zasoby, które mogą odebrać nadmiar energii z OZE tym samym minimalizują konieczność ograniczenia wytwarzania i zwiększają wydajność. Synergia pomiędzy odnawialnymi źródłami energii, silnikami kogeneracyjnymi i pompami ciepła ułatwia więc powszechne włączenie OZE do produkcji ciepła. Gwarantuje to niezawodny i tańszy system w przypadku dalszego zastępowania węgla przez.

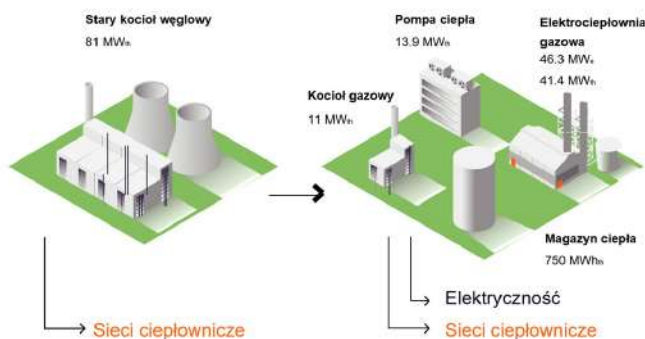
11.3. Optymalizacja indywidualnych sieci ciepłowniczych

OPEC Grudziądz

Ponieważ sieci ciepłownicze mają kluczowe znaczenie dla kierunku rozwoju energetyki w Polsce, Wärtsilä dodatkowo dokonała oceny wykonalności inwestycji w wielu indywidualnych sieciach, korzystając z krótkoterminowego modelowania o wysokiej rozdzielczości w PLEXOS®. Takie podejście umożliwia bardziej szczegółową analizę lokalnych sieci ciepłowniczych w celu znalezienia optymalnego pod względem kosztów miksu technologii w celu zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło konkretnej sieci.

Modelowanie krótkoterminowe minimalizuje koszty, maksymalizuje zyski, a także pozwala na wprowadzenie ograniczeń specyficznych dla danego systemu. Mogą one obejmować dostępność źródeł ciepła dla pomp ciepła typu woda-woda, zestaw już istniejących urządzeń i instalacji, a nawet cele w zakresie dekarbonizacji na poziomie przedsiębiorstwa.

Poniżej znajduje się przykład optymalnego kosztowo miksu dla celu dekarbonizacji sieci ciepłowniczej dla firmy OPEC Grudziądz.



Rys. 11.5. Miks kosztowy dla celu dekarbonizacji sieci ciepłowniczej dla firmy OPEC Grudziądz

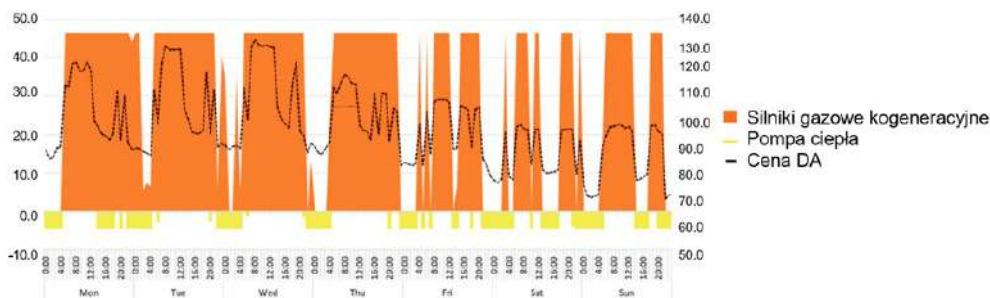
Najważniejsze wnioski

W przypadku istniejącego scenariusza bazowego opartego na węglu modelowanie wykazało, że wymagana taryfa za ciepło, aby w pełni pokryć wydatki operacyjne, wynosiła 51,5 EUR/MWh energii cieplnej.

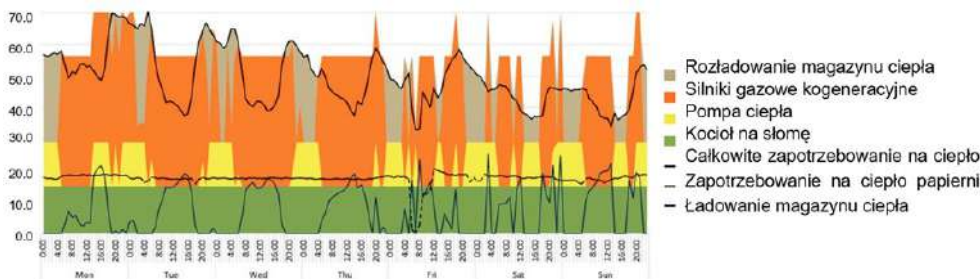
Jednak zoptymalizowany system, które charakteryzuje się zróżnicowanym kosztykiem elastycznych technologii, skutkuje niższą wymaganą taryfą za ciepło przy wszystkich symulowanych kombinacjach cen energii elektrycznej i gazu na rynku

dnia następnego (RDN). We wszystkich zoptymalizowanych scenariuszach wymagana taryfa za ciepło pokrywająca zarówno koszty operacyjne, jak i wydatki inwestycyjne przy wewnętrznej stopie zwrotu (IRR) na poziomie 10% była wyraźnie niższa w porównaniu z bazową bazą opartą na węglu.

W prawie wszystkich zoptymalizowanych scenariuszach dla OPEC Grudziądz, PLEXOS® wskazał na zasadność budowy od 60 do 80 MW (elektryczna) nowych mocy wytwórczych, co odpowiada 5 do 7 jednostkom CHP, wraz z magazynem ciepła o pojemności 360 MWh (ciepło) oraz kotłów gazowych o mocy od 11 do 17 MW (ciepło). Dodanie pomp ciepła i kotłów elektrycznych ma sens ekonomiczny, gdy cena prądu na rynku dnia następnego jest niska, a cena gazu wysoka. Jak widać na sąsiednich rynkach Niemiec i Danii, rosnące udziały OZE prowadzą do dużej zmienności cen energii elektrycznej co uzasadnia inwestycje w pompy ciepła. Cena RDN w Polsce zaczęła już wykazywać zmienność i kilka razy w tygodniu spadają do zera.



Rys. 11.6. Moc wytwórcza, MW (elektryczna) - tydzień 16



Rys. 11.7. Moc wytwórcza, MW (ciepło) - tydzień 16

Ponadto zoptymalizowane systemy ciepłownicze, zwłaszcza wyposażone w elektrociepłownie, wykazują potencjał generowania dodatkowych przychodów poprzez

udział w rynkach usług pomocniczych.

Konfiguracja zoptymalizowana pod względem kosztów przez PLEXOS®. Cena gazu 54 EUR/MWh, śr. cena dnia następnego 97,5 EUR/MWh.

11.3.1. Modelowanie indywidualnych sieci ciepłowniczych

Modelując indywidualne scenariusze sieci ciepłowniczej, firma Wärtsilä była w stanie zweryfikować techniczną i ekonomiczną wykonalność nadrzędnej, kooptymalizowanej strategii Polski w zakresie energii elektrycznej i ciepła.

Wyniki modelu PLEXOS® wskazują, że inwestowanie w elastyczne sieci ciepłownicze jest nie tylko opłacalne, ale jednocześnie zmniejsza taryfę za ciepło dla konsumentów.

W zależności od scenariuszy cen energii elektrycznej i gazu RDN PLEXOS® określił różne konfiguracje silników kogeneracyjnych, magazynu ciepła i kotłów gazowych, uzupełnione pompami ciepła i kotłami elektrycznymi. Dywersyfikacja technologii systemów ciepłowniczych zapewnia niezrównaną elastyczność i wydajność w porównaniu ze starszym systemem opartym na węglu.

Wnioski z analizy optymalizacji systemów ciepłowniczych wskazują na ich rolę w osiągnięciu zrównoważonego rozwoju i opłacalności przy jednoczesnej dekarbonizacji lokalnych sieci ciepłowniczych. Badanie zoptymalizowanych scenariuszy zarówno w skali ogólnokrajowej, jak i na poziomie systemu potwierdza zasadność oraz znaczenie wykazanych korzyści dla wyzwań polskiego systemu energetycznego.

11.4. Wnioski

Przejście ze zdominowanych przez węgiel systemów energoelektrycznych i ciepłowniczych do systemów opartych w większości na odnawialnych źródłach energii oznacza głęboką transformację. Niniejsze badanie wskazuje jednak, w jaki sposób Polska może to osiągnąć w ciągu następnej dekady, jednocześnie zyskując znaczne oszczędności kosztów systemowych i redukcje emisji w obu sektorach.

Kooptymalizacja sektorów wytwarzania energii elektrycznej i ciepłownictwa pozwoliłaby Polsce znacznie zmaksymalizować możliwości dostępne na ścieżce wycofywania się z węgla. Wyniki analiz wskazują, że strategia ta ma kluczowe znaczenie dla uzyskania możliwie najskuteczniejszej integracji mocy wytwórczych OZE w Polsce, jednocześnie identyfikując nowe szanse w zakresie mocy wytwórczych. W szczególności zwiększenie elastyczności w sektorze ciepłownictwa umożliwi bezproblemową integrację energii odnawialnej, oferując zoptymalizowane rozwiązanie zdolne sprostać nadchodzącym wyzwaniom. Obok wdrożenia wydajnych pomp cie-

pla takie podejście zapewnia modernizację istniejących systemów, umożliwiając jednocześnie synergię i dekarbonizację sektorów energetyki i ciepłownictwa. Co więcej, to strategia, która jest korzystna finansowo. Do 2032 r. umożliwi łączne oszczędności wynoszące 3,8 miliarda EUR przy 57% redukcji rocznej emisji CO₂ we wszystkich sektorach.

Dlatego w model uwzględniono złożone aspekty środowiskowe i finansowe związane z integracją planowanych i nowych technologii OZE i innych w energetyce i ciepłownictwie. Jednocześnie uchwycono złożoną dynamikę między sektorami, aby przedstawić kooptymalizowaną ścieżkę wytwarzania do 2032 r.

Wreszcie, pomimo nieodłącznych wyzwań, przyszłość polskich systemów elektroenergetycznych i ciepłowniczych rysuje się w jasnych barwach. Niniejsza analiza pokazuje, że już teraz dostępne są wiedza i technologie, które umożliwiają optymalizację tych sektorów, oferując przy tym niezliczone możliwości społeczno-gospodarcze.

Podjęcie proaktywnych działań już dziś będzie podstawą transformacji energetycznej w Polsce i zapewni długoterminowe korzyści związane z bardziej dostępną cenowo, bezpieczną i zrównoważoną przyszłością.

11.5. Metodyka

11.5.1. Modelowanie na poziomie kraju

Celem badania było zbadanie możliwości kooptymalizacji sieci elektroenergetycznych i ciepłowniczych w ramach planowanych w Polsce inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii i wycofywania węgla z eksploatacji. Korzystając z oprogramowania do symulacji w obszarze energetyki PLEXOS®, firma Wärtsilä analizowała scenariusze pod kątem minimalizacji całkowitych kosztów systemu w ramach planowanych inwestycji, wybierając przy tym optymalną ilość dodatkowych mocy zainstalowanych w celu zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepłownictwo na poziomie krajowym.

W podejściu uwzględniono planowane zmiany i tendencje w polskiej energetyce w ciągu najbliższych dziesięciu lat. Obejmowało to coroczny rozwój wytwarzania energii odnawialnej, projekty elektrowni w budowie, w tym planowane turbiny gazowe o cyklu kombinowanym (CCGT) o mocy elektrycznej 3,5 GW, rezygnację z węgla i przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Jednocześnie uwzględniono istniejące w Polsce moce wytwórcze, rzeczywistą produkcję, koszty operacyjne i kapitałowe, a także obecne i prognozowane ceny paliw oraz uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Dane wejściowe zostały zaczerpnięte

z oficjalnych źródeł, w tym Polskiego Operatora Systemu Przesyłowego (PSE), Infracore, Bloomberg, S&P Global oraz Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSO-E).

Aby zamodelować scenariusze, oprogramowanie PLEXOS® kooptymalizowało koszty wytwarzania energii i ciepła systemowego w ujęciu godzinowym, symulując dystrybucję ekonomiczną obejmującą krzywe popytu w horyzoncie 10-letnim, z korektami dotyczącymi zakładanej zmiany. W badaniu nie narzucono limitów emisji CO₂, ale uwzględniono kary za emisję w oparciu o cenę emisji dwutlenku węgla w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS), co zwiększyło koszty paliwa w oparciu o wskaźniki emisji.

Dlatego w model uwzględniono złożone aspekty środowiskowe i finansowe związane z integracją planowanych i nowych technologii OZE i innych w energetyce i ciepłownictwie. Jednocześnie uchwycono złożoną dynamikę między sektorami, aby przedstawić kooptymalizowaną ścieżkę wytwarzania do 2032 r.

11.5.2. Modelowanie indywidualnych systemów

PLEXOS® wykorzystał model o 1-godzinowej rozdzielczości do analizy różnych rocznych scenariuszy poszczególnych systemów ciepłowniczych.

W opisanym powyżej przypadku OPEC Grudziądz, scenariusz bazowy zakładał optymalną dystrybucję systemu składającego się z kotłów węglowych i biomasowych w celu zaspokojenia zapotrzebowania. Różne zoptymalizowane scenariusze obejmowały kotły biomasowe oraz zestaw nowych komponentów, w tym silniki kogeneracyjne, pompy ciepła, magazyny ciepła oraz kotły elektryczne i gazowe.

W modelowaniu uwzględniono różne wskaźniki wrażliwości przy różnych kombinacjach profili cen gazu i cen energii elektrycznej dnia następnego. Powstały one poprzez wykorzystanie historycznej krzywej cen RDN w Polsce w 2019 r., zwiększając jej zmienność i korygując średni poziom cen. Dodatkowe dane wejściowe oparte na zmiennych rynkowych i ekonomicznych obejmowały premię za kogenerację, podatki i dopłaty za energię elektryczną kupowaną z sieci oraz cenę uprawnień do emisji gazów cieplarnianych w systemie EU ETS. Metodologia umożliwiła kompleksowe zrozumienie wytwarzania ciepła i udziału w rynku dnia następnego, aby skutecznie zaspokoić indywidualne zapotrzebowanie systemu ciepłowniczego, przy uwzględnieniu odpowiednich zmiennych rynkowych i ekonomicznych.

Rozdział 12

Neutralność klimatyczna w roku 2050: wnioski z badania możliwości osiągnięcia neutralności klimatycznej wybranych aglomeracji w Polsce

Robert Witek, Tomasz Słupik, Marcin Mroncz
„Energopomiar” Sp. z o.o.

12.1. Wstęp

Ostatnia dekada jest okresem zdecydowanego zwrotu w kierunku wytwarzania energii elektrycznej, ale i ciepła z odnawialnych źródeł i stopniowego zastępowania jednostek konwencjonalnych. Dzieje się tak głównie za sprawą polityki Unii Europejskiej, ale także stopniowego zwrotu w tę stronę największych gospodarek świata, tj. amerykańskiej i chińskiej. W ostatnich latach szczególnie powszechne stało się określenie „neutralności klimatycznej”, która jest utożsamiana z definitywną redukcją gazów cieplarnianych w procesach wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, co w praktyce sprowadza się do rezygnacji z paliw kopalnych. Starannie budowana nowa wizja zaopatrzenia społeczeństwa Unii Europejskiej (UE) w energię i ciepło ze źródeł odnawialnych została usadowiona na gruncie zrównoważonego rozwoju,

który stanowi również fundament taksonomii i raportowania niefinansowego – mechanizmów wprowadzonych w ostatnich latach do prawodawstwa członków UE i nakładających obowiązki raportowania niefinansowego i koncentracji finansowania w obszarach inwestycji zrównoważonych środowiskowo. Sektor wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w Polsce, oparty głównie na paliwach kopalnych, od kilku lat zмага się zatem z problemami stanu przejściowego, tj. konieczności zapewnienia stabilności pracy systemu elektroenergetycznego w warunkach coraz większego udziału źródeł pogodowo zależnych. Energopomiar, który został powołany do funkcjonowania 74 lata temu i którego nadrzędnym celem funkcjonowania było wspieranie założycieli w budowaniu krajowej energetyki, także i dzisiaj aktywnie uczestniczy w procesach transformacji sektora, starając się poprzez doświadczenia z realizowanych prac opisywać rachunkiem inżynierskim transformację energetyczną prowadzoną z poszanowaniem zasad zrównoważonego rozwoju. W niniejszym artykule przedstawiono niektóre z doświadczeń zdobytych w ostatnich latach.

12.2. Transformacja na osłonach kontrolnych

Osłony kontrolne w ujęciu transformacji energetycznej są praktycznie tożsame z osłonami, dla których wyliczane są bilanse energii i wymaganej mocy. Transformacja analizowana na osłonie kontrolnej miasta powinna być rozpatrywana łącznie ze zużyciem energii elektrycznej i paliw na potrzeby transportowe – tego typu analizę Energopomiar wykonał dla miasta st. Warszawy. Aspekt transformacji ciepłownictwa w myśl regulacji prawnych obowiązujących już dzisiaj w UE nie może być rozpatrywany w oderwaniu od lokalnego wykorzystania zasobów, do których należy ciepło odpadowe, jak i inne elementy łańcuchów komunalnych, w tym także lokalne gospodarowanie odpadami. Nieracjonalne jest także oddzielne rozpatrywanie pokrycia zapotrzebowania na ciepło w oderwaniu od energii elektrycznej wytwarzanej zarówno w kogeneracji – jej rola w efektywnych systemach ciepłowniczych będzie sukcesywnie malała [1] – jak i przede wszystkim energii wytwarzanej z OZE – której rola będzie rosła w stosunku do ww. energii wytwarzanej w kogeneracji. Tego typu prace przeprowadziliśmy dla kilku systemów ciepłowniczych o różnych wielkościach, począwszy od dużych miast takich jak Łódź i Poznań, poprzez Gliwice, a skończywszy na systemach nieco mniejszych, jak np. miasto Wałcz. Warto w tym miejscu również wspomnieć o aktywnościach Energopomiaru w różnych inicjatywach klastrowych i innych formułach formalno-prawnych, których celem było zbudowanie efektywnie działających organizacji realizujących bilansowanie energią w sposób zazwyczaj wirtualny, operując na obcej infrastrukturze sieciowej. Idea klastrów energii i formuł organizacyjnych pokrewnych w obecnym

prawodawstwie [2] została znacząco zubożona do funkcji wspierających lokalne bilansowanie energii elektrycznej, nie uwzględniając zasobów wynikających z domykania cykli produkcyjnych (GOZ, czyli gospodarka o obiegu zamkniętym, w ujęciu lokalnym), co niestety nie przystoi do szeroko propagowanej idei zrównoważonego rozwoju.

12.3. Inżynierskie metody opisywania transformacji energetycznej

Analizy zapotrzebowania na energię w osłonach kontrolnych realizowane są z wykorzystaniem bilansów energii i mocy w ujęciu zmiennodobowym i zmiennorocznym. U podstaw transformacji powinna leżeć także dbałość o poprawę efektywności energetycznej, której procesy poprawy również są opisywane wskaźnikami KPI wyznaczanymi na bazie bilansów energii i masy. Problemy zaczynają się w momencie próby opisanego twardymi wskaźnikami takich zjawisk jak postępy w kierunku neutralności klimatycznej, kiedy na proces ten patrzymy w szerszym ujęciu ujmującym wpływ nowej technologii na środowisko (w cyklu jej życia), co w raportowaniu niefinansowym i jego elemencie, jakim jest taksonomia, mieści się w zwięzłym określeniu „nie czyni poważnej szkody”. Każda z technologii oddziałuje na środowisko, jednakże waga oddziaływania w przypadku źródeł i technologii klasyfikowanych jako OZE jest przesunięta w znacznym stopniu na etap wytworzenia tej technologii [3] [4]. Wskaźnikiem porządkującym podejście w aspekcie transformacji zrównoważonej środowiskowo jest koszt termoeologiczny (TEC) – KPI wyznaczany na bazie bilansów energetycznych i ujmujący nakład surowców energetycznych i nieenergetycznych wyrażony w MWh (lub jednostkach pochodnych) na 1 MWh energii wyprodukowanej przez daną technologię [3]. Wskaźnik ten pozwala również opisać postępy w kierunku GOZ, ale przede wszystkim w sposób skumulowany określić poziom zrównoważenia środowiskowego. Metodą alternatywną do TEC jest rekomendowana przez UE metoda LCA (Life Cycle Assessment) obejmująca szesnaście kategorii wpływu danej technologii/installacji/projektu na środowisko. Energopomiar w pracach, w ramach których analizowane były scenariusze dekarbonizacji dla systemów miejskich i ciepłowniczych wykorzystywał obydwie metody i można potwierdzić użyteczność każdej z nich. W metodzie LCA dostrzega się przewagi wynikające z możliwości monitoringu poszczególnych kategorii wpływu na środowisko, co ma znaczenie z punktu widzenia specyfiki lokalizacyjnej danej instalacji. Metoda TEC daje zaś możliwość mierzenia skumulowanych postępów/oddziaływania na środowisko dla poszczególnych technologii.

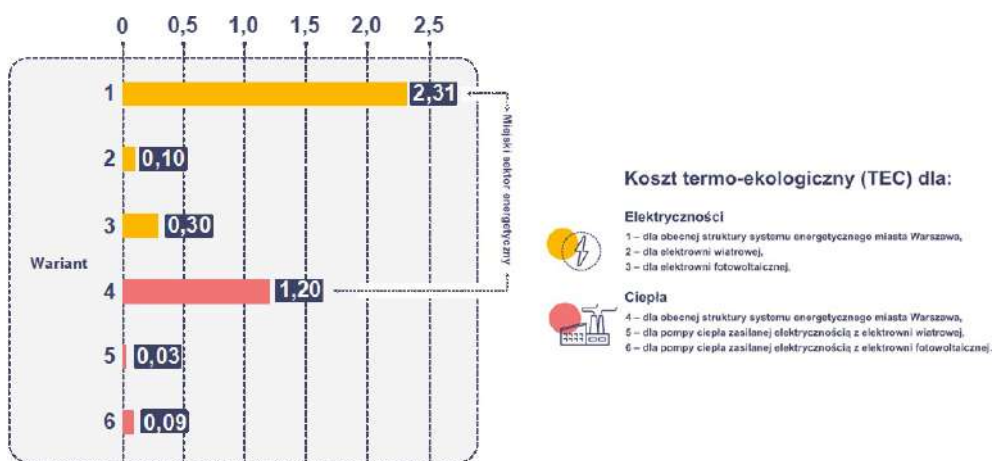
12.4. Efektywność energetyczna – teoria i praktyka

Procesy poprawy efektywności energetycznej są jednym z podstawowych obszarów działalności Energopomiaru praktycznie od początków powstania firmy. Same pomiary gwarancyjne dla nowych instalacji nie są niczym innym jak swego rodzaju rozszerzonym audytem energetycznym powykonawczym, czyli dokumentującym spełnienie założeń audytu przedmodernizacyjnego (audyt wstępny). W dwóch ostatnich dekadach, wyprzedzając często oczekiwania rynku, Energopomiar opracował modele realizacji dużych audytów przemysłowych ujmujących identyfikację zarówno potencjału oszczędności energii, jak również domykania cykli produkcyjnych (GOZ) oraz działań zwiększających odporność przedsiębiorstwa na zakłócenia w zasilaniu w energię. Opracowywane były również narzędzia monitorujące technologię, zarówno w aspekcie KPI-ów opisujących efektywność wykorzystania energii, jak również parametrów opisujących niezawodność. Zdobyte doświadczenia pozwalają na sformułowanie następujących wniosków:

- przedsiębiorstwa energetyczne i energochłonny przemysł dokonały szeregu działań polegających na modernizacji instalacji energochłonnych, w których występowały znaczące straty energii powodowane dławieniem, niewłaściwym doborem czy wyeksploatowaniem urządzeń – dalsza optymalizacja w tym zakresie nie będzie skutkować już tak znaczącymi efektami, a okresy zwrotu z inwestycji w większości przypadków przekraczają okresy dziesięcioletnie,
- obowiązek realizacji cyklicznych audytów energetycznych przedsiębiorstw (według wymagań [1]) powinien zostać ukierunkowany również na symbiozę współpracy z lokalnym otoczeniem przedsiębiorstwa i dotyczyć wykorzystania ciepła odpadowego, gospodarki odpadami i wodą,
- znaczącym problemem jest w dalszym ciągu brak ciągłego monitoringu energochłonnych urządzeń – zwłaszcza tych o szybko pogarszających się KPI opisujących efektywność ich pracy. Niestety ma to miejsce również na instalacjach modernizowanych, na których urządzenia bardziej efektywne posiadają bardziej strome charakterystyki spadku sprawności w czasie. Zaniechanie tego typu działań prowadzi do prowadzenia nieoptymalnej polityki remontowej i szybkiej utraty efektów modernizacji,
- ciepło odpadowe, którego spore zasoby są jeszcze w przedsiębiorstwach przemysłowych, w najbliższych latach zyska możliwości szerszego wykorzystania zwłaszcza w instalacjach zlokalizowanych w bliskiej odległości od sieci ciepłowniczych – jego wykorzystanie przyczyni się do uzyskania/utrzymania

statusu efektywnego systemu ciepłowniczego i zarazem poprawy wskaźników opisujących efektywność operacyjną przedsiębiorstwa,

- termomodernizacja budownictwa mieszkalnego i zmiana sposobu ogrzewania – efektywność środowiskowa tego typu działań jest trudna do opisanego rachunkiem bazującym na sprawnościach energetycznych przy zakresie modernizacji: termomodernizacja – ogrzewanie pompą ciepła – zasilanie pompy ciepła z odnawialnych źródeł. Doświadczenia z realizacji prac wskazują w takim przypadku na oszczędność środowiskową ok. 20-krotną (bazując na rachunku TEC i zakładając uśredniony dla zasilania pompy ciepła z elektrowni wiatrowej i paneli PV na poziomie 0,06).

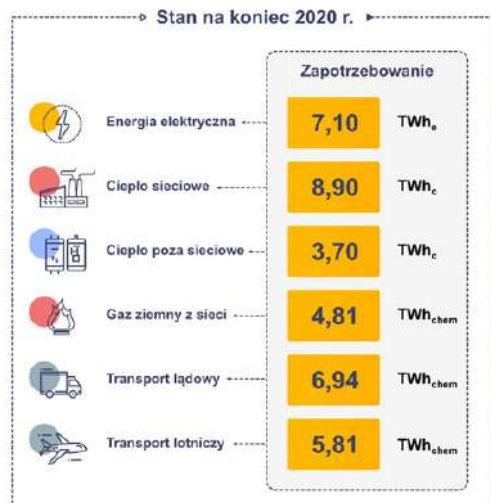


Rys. 12.1. Praktyczne wskaźniki redukcji zapotrzebowania na ciepło po termomodernizacji wg standardu z WT 2021 – TEC dla ciepła i energii elektrycznej w różnych wariantach wytwarzania

Przeprowadzenie termomodernizacji w standardzie WT 2021 pozwala na redukcję zużycia energii finalnej o ok. 40–50%. W momencie zasilania budynku pompą ciepła o średniorocznym COP na poziomie ok. 2,5 i zakładając równoczesność zasilania pompy ciepła z paneli PV na poziomie 15% w skali roku, a w pozostałej części zasilanie energią z systemu o współczynniku sprawności przetwarzania wynoszącym ok. 0,4, otrzymujemy redukcję zużycia energii pierwotnej na poziomie powyżej 54%.

12.5. Elektroprosumeryzm – sposób na neutralność klimatyczną Warszawy?

W 2021 roku Biuro Infrastruktury Urzędu Miasta Stołecznego Warszawy zleciło Energopomiarowi wykonanie inżynierskiej oceny możliwości osiągnięcia neutralności klimatycznej Warszawy w szczególnych warunkach, bo określanych mianem elektroprosumeryzmu (tytuł pracy: „Model energetyczny dla m.st. Warszawy w perspektywie roku 2050 uwzględniający warunki elektroprosumeryzmu”). U podstaw wizji elektroprosumeryzmu [5], którego wieloletnim propagatorem jest prof. Jan Popczyk, leży triplet paradygmatyczny monizmu elektrycznego – jedyność energii elektrycznej pozyskiwanej z odnawialnych źródeł energii (OZE). Najprościej rzecz ujmując jest to zastosowanie wyłącznie energii elektrycznej wytworzonej w źródłach OZE jako energii napędowej na trzech rynkach końcowych: energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych. Inżynierskim powodem takiej trajektorii zmiany jest fakt, że energia elektryczna charakteryzuje się najwyższą egzergią (jakością), co w efekcie daje możliwość zbudowania sektora energetycznego na nowo.



Rys. 12.2. Roczne zużycie energii końcowej w Warszawie w 2020 roku

W ramach pracy dla Warszawy zbudowano nowy sektor energetyczny miasta opracowując model energetyczny w perspektywie roku 2050, uwzględniający transformację w trybie innowacji przełomowej jaką jest elektroprosumeryzm. Ten aspekt był nadrzędnym celem tejże pracy, jednak niemniej ważnym celem było również

zbadanie możliwości osiągnięcia przez sektor energetyczny m.st. Warszawa neutralności wobec klimatu w perspektywie roku 2050. Założenia, jak i uzyskane wyniki szerzej zostały opisane w [6]. Daną wejściową do dalszego modelowania sektora energetycznego była diagnoza stanu, której najważniejszym elementem było określenie zużycia energii końcowej w mieście. Bazą do analiz był rok 2020, dla którego na rysunku 12.2 przedstawiono roczne zużycie energii końcowej.

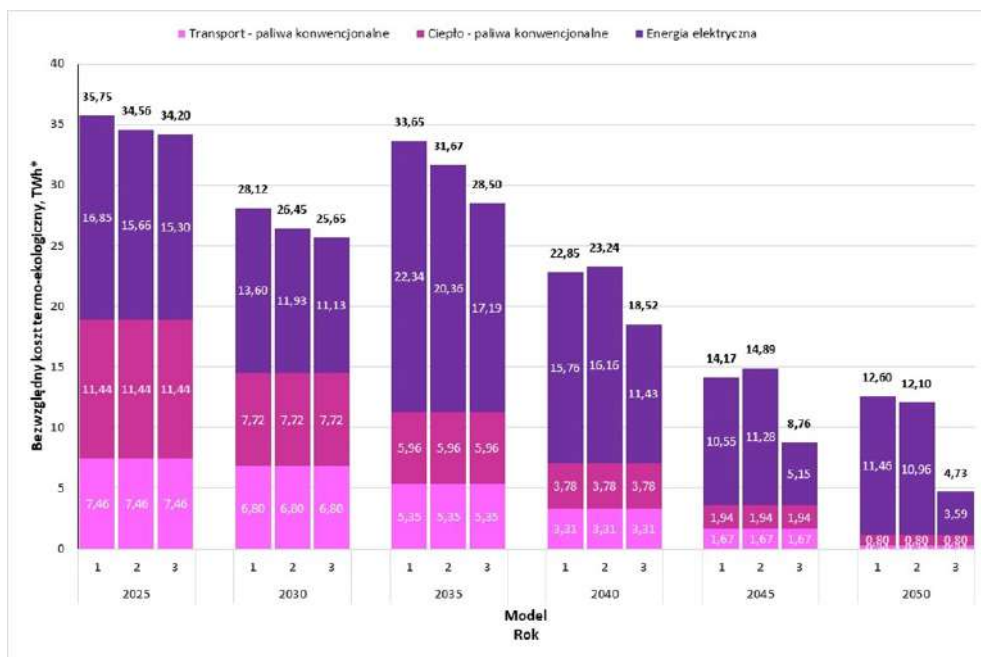
Dla tak zdiagnozowanego sektora został wyznaczony koszt termoeologiczny, w efekcie czego określono wpływ sektora energetycznego na wyczerpywanie nieodnawialnych bogactw naturalnych. Jak zaprezentowano na rysunku 12.1, wartości TEC przekraczają wartość 1 MWh*/MWh (energia elektryczna – 2,31 MWh*/MWh; ciepło sieciowe – 1,2 MWh*/MWh), co oznacza, że warszawski sektor energetyczny opiera się w dużej mierze na nieodnawialnych źródłach energii, a więc w znaczący sposób oddziałuje na środowisko.

Dla Warszawy opracowano cztery modele, dla których określono ścieżki transformacji uwzględniające odchodzenie od nieodnawialnych źródeł energii, przy czym technologie oparte o paliwa kopalne stanowiły wyłącznie uzupełnienie:

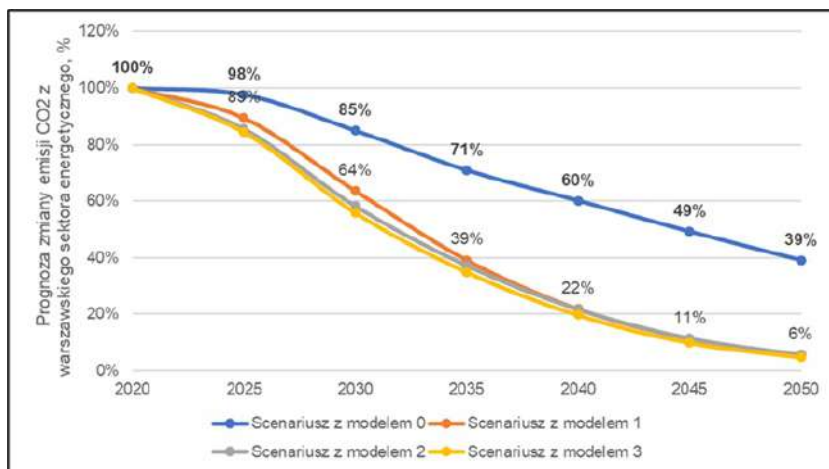
- Model 0. Model referencyjny (business as usual), w którym zaopatrzenie Warszawy w energię elektryczną następuje z wykorzystaniem energii pobieranej z sieci KSE. Dla modelu przyjęto ścieżki rozwoju technologii OZE zgodnie z Polityką energetyczną Polski PEP 2040 [7] i wynikającą z nich trajektorią zmian wartości wskaźnika emisyjności dla energii elektrycznej.
- Model 1. Analiza została wykonana przy założeniu bardzo ostrożnych oszacowań związanych z dostępnością lokalnych zasobów Warszawy i możliwości wykorzystania źródeł OZE. Założono ograniczony potencjał województwa do pokrycia potrzeb energetycznych. Duża gęstość energii wymusiła pokrycie potrzeb energetycznych w elektroprosumeryzmie w ponad 70% realizowane za pomocą morskich elektrowni wiatrowych (rynek offshore).
- Model 2. Model zakładający ograniczenie wykorzystania energii pochodzącej z morskich farm wiatrowych (rynku offshore). Maksymalizuje się wykorzystanie lokalnych zasobów, w tym źródeł PV oraz uwzględnia energię pochodzącą z elektrowni wiatrowych umiejscowionych w terenach przyległych do Warszawy.
- Model 3. Przesłankami do modelu analizy miksu energetycznego, było ponowne oszacowanie możliwości wykorzystania źródeł PV (wzrost do 25%), a także przesłanki do przyjęcia znacznie większych możliwości kształtowania profilu (założono poziom 30%, wcześniej 15%), oraz do całkowitego wyeliminowania

nowania paliw kopalnych. W modelu 3 zarządzanie rynkiem pełni kluczową rolę w bilansowaniu.

Wspomniane we wcześniejszym rozdziale osłony kontrolne przy opracowaniu powyższych modeli miały znaczący wpływ na analizę możliwości osiągnięcia neutralności klimatycznej Warszawy. Dla modelu 0 – referencyjnego – osłoną kontrolną były granice miasta stołecznego Warszawy, natomiast dla modeli 1–3 w osłonie kontrolnej zawarto Warszawę wraz z osiemnastoma gminami sąsiadującymi bezpośrednio z miastem. Każdy z modeli został również opisany inżynierskim wskaźnikiem TEC (rys. 12.3). Dla założonego miksu energetycznego zaprognozowano również zmianę emisji CO₂ (rys. 12.4). Ponieważ model 3 charakteryzował się najmniejszym wpływem na wyczerpywanie nieodnawialnych zasobów energii pierwotnej (najniższa wartość kosztu termoeologicznego) oraz największym poziomem dekarbonizacji (obniżenie emisji CO₂ o 95%), ostatecznie stał się rekomendowaną trajektorią zrównoważonej środowiskowo transformacji sektora energetycznego Warszawy.

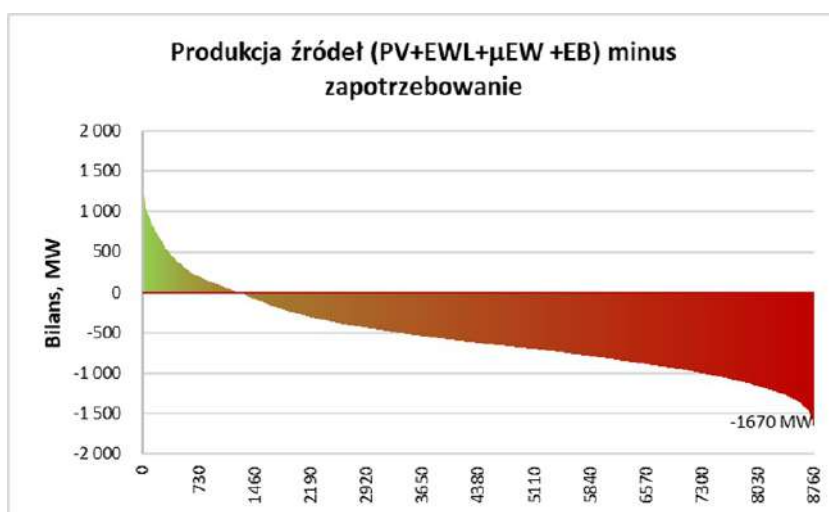


Rys. 12.3. Prognoza bezwzględnego kosztu termoeologicznego energii w modelach 1–3 (energia elektryczna, ciepło oraz energia chemiczna paliw w sektorze transportu) zużywanej w Warszawie



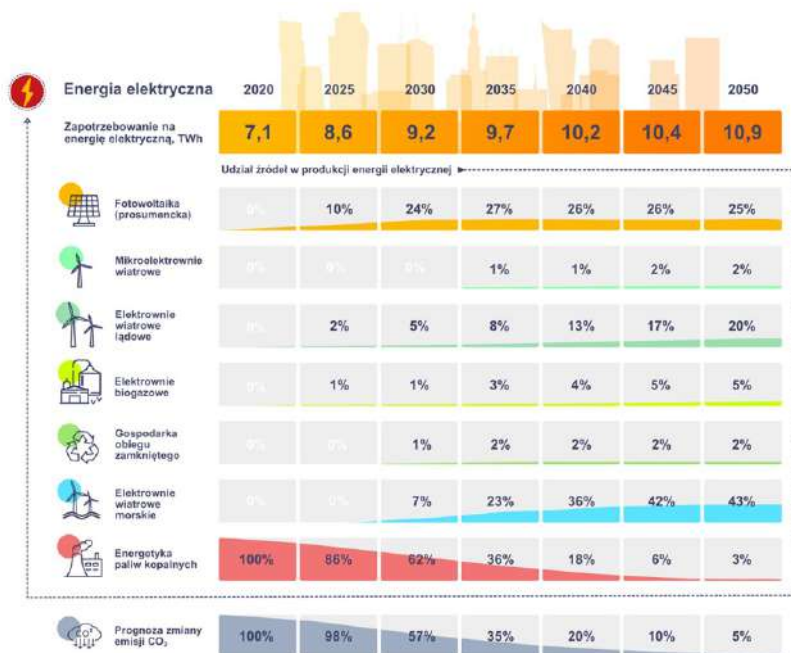
Rys. 12.4. Prognoza zmiany emisji CO₂ z warszawskiego sektora energetycznego (wartości względem roku bazowego – 2020)

Zaproponowany miks energetyczny w modelu 3, w którym źródła wytwarzania zlokalizowane są w Warszawie i jej otulinie pozwoli wyłącznie na zaspokojenie niezbędnej mocy elektrycznej przez około 1300 godzin w ciągu roku, co stanowi jedynie 14% czasu w roku (rys. 12.5). Występujące niedobory mocy będą musiały być zbilansowane dostawami zewnętrznymi z morskich elektrowni wiatrowych oraz w dalszej kolejności z KSE.



Rys. 12.5. Uporządkowany bilans mocy – model 3 w 2050 roku

Ostateczną strukturę pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną Warszawy przedstawia rysunek 12.6.



Rys. 12.6. Struktura pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną Warszawy w latach 2020–2050

Przeanalizowano również przyszłe koszty związane z zaopatrzeniem mieszkańców Warszawy w ciepło, energię elektryczną oraz energię paliw w sektorze transportu. Koszty transformacji podzielono na grupę dotyczącą nakładów inwestycyjnych, w której ujęto poniższe procesy:

- pasywizacja budownictwa,
- elektryfikacja pojazdów,
- budowa stacji ładowania pojazdów,
- dostosowanie infrastruktury sieciowej na potrzeby stacji ładowania pojazdów,

oraz dotyczącą kosztów operacyjnych związanych z:

- ciepłem sieciowym, którego koszty uwzględniają prognozowane koszty stałe oraz zmienne (w tym zmieniające się koszty kupowanego ciepła od jego producentów),
- ciepłem niesieciowym, którego koszty uwzględniają jednostkowe koszty wytworzenia ciepła w Warszawie z użyciem poszczególnych rodzajów paliw, udział tych paliw w lokalnym miksie energetycznym oraz dodatkowe koszty związane z instalacją oraz eksploatacją pomp ciepła,
- energią elektryczną, której koszt wyznaczono dla odpowiedniego miksu oraz przyjętych prognoz jednostkowych kosztów z poszczególnych źródeł energii w miksie,
- paliwami dla transportu, których koszt uwzględnia zmieniający się w czasie miks paliw oraz założoną prognozę cenową.

Wyniki tej analizy przedstawiono w tabeli 12.1. Na ich podstawie można jednoznacznie stwierdzić, że transformacja sektora energetycznego Warszawy w warunkach elektroprosumeryzmu jest tańsza niż ta w modelu business as usual. Różnica ta powinna stanowić podstawę do podjęcia decyzji o zastosowaniu przez Warszawę własnej trajektorii transformacji, innej niż w PEP 2040.

Tab. 12.1. Porównanie kosztów transformacji – model 0 oraz model 3

	Wyszczególnienie	Model 0	Model 3
Wyniki porównania pod kątem ekonomicznym			
A.	Łączna wartość kosztów, mln zł	449237	413153
B.	Łączna zdyskontowana wartość kosztów, mln zł	265498	251104
C.	Zdyskontowany efekt ilościowy, mln osób	35,272	35,272
D.	DGC, zł/os./rok (B/C)	7527	7119

Z przedstawionych wyników wynika, że udział energetyki paliw kopalnych jest pomijalny i stanowi wyłącznie 3%. Wykluczenie z miksu energetycznego paliw kopalnych jest możliwe poprzez zwiększony import energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych oraz zwiększenie udziału magazynów energii elektrycznej, jednak takie podejście spowoduje wykładniczy wzrost kosztów tej transformacji. Biorąc pod uwagę powyższe, elektroprosumeryzm może być sposobem na osiągnięcie neutralności klimatycznej sektora energetycznego Warszawy, przy czym nie można zapominać o znaczących kosztach do poniesienia w perspektywie 2050 r. Należy również zwrócić uwagę na fakt, że kluczowym aspektem każdej transformacji jest kształtowanie profili zużycia energii elektrycznej, co w efekcie jest związane ze

zmianą przyzwyczajęń osób fizycznych, ale również przedsiębiorstw. Bez edukacji transformacja energetyczna jest niemożliwa. Kolejnym ważnym elementem transformacji zmierzającej do neutralności jest spójność i niezmienność założeń w skali całego kraju, bez tego osiągnięcie neutralności jest niemożliwe. Przy czym założenia te muszą bezwzględnie wykraczać poza branżę technologiczną – konieczne jest ustalenie miks i określenie zasad postępowania poza technologicznymi aspektami, np. pasywizacja budynków, ograniczenia wynikające z nadzoru konserwatora zabytków. Narzędziem wspierającym skuteczną transformację energetyczną zmierzającą do osiągnięcia neutralności klimatycznej jest system wsparcia finansowego, ale takie wsparcie nie może opierać się wyłącznie o mechanizmy dotacyjne. Idealnym rozwiązaniem stymulującym skuteczną transformację może być system ulg podatkowych, które w dłuższej perspektywie przynosić mogą wymierne korzyści.

12.6. Podsumowanie – aksjomaty transformacji energetycznej

Wojna w Ukrainie, pandemia i ryzyka geopolityczne, a także dotychczasowe doświadczenia z obserwacji transformacji energetycznej w europejskich gospodarkach skłaniają do zastanowienia się na nowo nad modelem i kierunkami transformacji energetycznej w Polsce. Następne dekady z dużą dozą pewności będą czasem braku stabilności w Europie i na świecie, co przełoży się na znaczące trudności prognozowania i realizacji optymalnych scenariuszy, gdzie słowo „optymalne” jest szczególnie istotne. Z dzisiejszej perspektywy dostrzega się jako kluczowe przykładowe wagi do następujących działań:

- podnoszenie świadomości społecznej nt. konieczności transformacji energetycznej, bazując na możliwie rzetelnym jej opisie z uwzględnieniem poziomu akceptowalności przekazu społecznego – podane informacje powinny być zrozumiałe dla społeczeństwa i bazować na potrzebie racjonalnego gospodarowania wodą, energią, ciepłem i odpadami (segregacja i ogólne nastawienie do GOZ-u);
- bilansowanie lokalne powinno leżeć u podstaw projektowania rozwiązań dla gospodarstw domowych, rozwiązań po stronie niskiego napięcia sieci dystrybucyjnej, klastrów energii i spółdzielni energetycznych, a także budowy symbiozy wokół przedsiębiorstw przemysłowych współpracujących bądź mogących wpisać się w potrzeby lokalnej społeczności;
- system ulg podatkowych powinien stymulować rozwiązania związane z magazynowaniem energii, co przyczyni się do zmniejszenia poziomu reduk-

cji/wyłłączeń źródeł OZE w sytuacjach zagrożenia zbilansowania KSE i wyrównania poziomu obciążenia jednostek utrzymujących stabilność parametrów pracy systemu elektroenergetycznego;

- odpowiedzialne planowanie rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (w tym niezbędne modernizacje) w szczególności z uwzględnieniem magazynów energii elektrycznej służących do bilansowania sieci niskich i średnich napięć oraz maksymalizacją wykorzystania rozwiązania cable pooling, a także wprowadzenie zasady współdzielenia zasobów KSE [5];
- identyfikacja zasobów węglowych potrzebnych na czas transformacji niezbędnych do bilansowania KSE i planów stopniowego wyłączania zasobów nieefektywnych w aspekcie zrównoważonego operacyjnie podejścia do źródeł energetyki konwencjonalnej (węglowych i gazowych);
- większa integracja systemów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła także w aspekcie magazynowania energii – magazyny ciepła jako technologia dostępna i łagodząca nasilające się redukcje źródeł odnawialnych powodowane koniecznością bilansowania KSE;
- wprowadzenie zmian w Ustawie o efektywności energetycznej [1] premiujących utrzymanie efektów działań proefektywnościowych – w takim przypadku zaistniałaby konieczność objęcia modernizowanej instalacji/zmodernizowanego urządzenia systemem ciągłego monitoringu i zarazem wprowadzony zostałby obowiązek okresowego raportowania.

Transformacja energetyczna w kierunku neutralności klimatycznej nie może zostać zrealizowana bez systemów do zarządzania bilansowaniem oraz wspomagających zarządzanie operacyjne. Systemy informatyczne – takie jak opracowany i wdrażany przez Energopomiar SAI[®] (System Analiz Inżynierskich) – powinny wyliczać online efektywnościowe KPI, jak również określać bieżący wpływ na środowisko, wyliczając ślad środowiskowy. Posiadanie takiej klasy systemów jest kluczem do zrównoważonej środowiskowo transformacji.

12.7. Bibliografia

1. *Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej*, Dz.U. 2016, poz. 831, **2016**.
2. *Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*, Dz.U. 2023, poz. 1762, **2023**.

3. Stanek W., *Analiza energetyczna w teorii i praktyce*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, **2016**.
4. Pitron G., *Wojna o metale rzadkie – ukryte oblicze transformacji energetycznej i cyfrowej*, Wydawnictwo Kogut, Warszawa, **2018**.
5. Popczyk J., *Biała Księga transformacji energetycznej do elektrosumeryzmu*, Kancelaria Senatu Centrum Informacyjne Senatu Dział Wydawniczy, Warszawa, **2024**.
6. Plis P., *Model energetyczny dla m.st. Warszawy w perspektywie 2050 roku – techniczne aspekty modelu opartego na koncepcji elektrosumeryzmu*, *Energetyka*, 2 (836), **2024**.
7. *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa, **2021**.

Rozdział 13

Wyzwania stojące przed automatyką systemową i działaniami operatorskimi: system elektroenergetyczny o dużym nasyceniu generacją OZE

Piotr Kacejko, Paweł Pijarski, Piotr Miller
Katedra Elektroenergetyki, Politechnika Lubelska

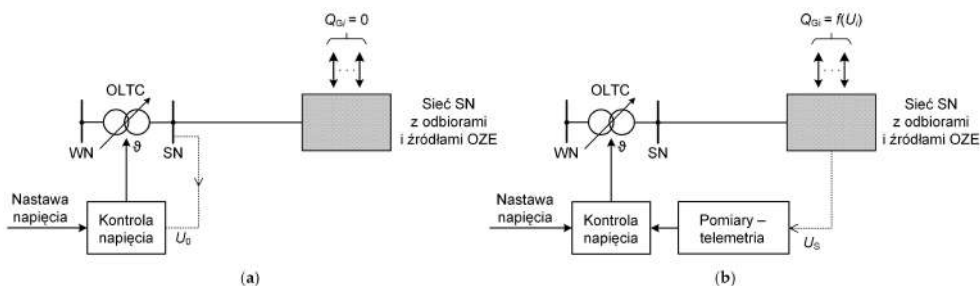
13.1. Wstęp

W nowelizacji dokumentu Polityka Energetyczna Polski do roku 2040 (prace nad nim chwilowo zawieszono) pojawiły się prognozy szokujące, z sieciowego punktu widzenia: moc zainstalowaną OZE określa się w nim na poziomie: 45 GW, elektrowni wiatrowych na lądzie na 20 GW, elektrowni wiatrowych na morzu na 18 GW. Choć obecnie poziom rozwoju energetyki odnawialnej określany jest wciąż jako daleki od oczekiwanego w przyszłości, operatorzy sieci już z obecnie borykają się z wieloma problemami wynikającymi z ekspansji generacji rozproszonej. W sieciach SN są to problemy napięciowe, czyli wzrosty napięć w głębi sieci spo-

wodowane przepływem mocy w kierunku GPZ. W sieciach 110 kV są to problemy przeciążeń linii napowietrznych, szczególnie tych które wykonano na temperaturę 40 °C. W sieciach niskiego napięcia instalacje prosumentów są nagminnie wyłączane przez zabezpieczenia nadnapięciowe falowników, szczególnie w okresie najlepszych warunków słonecznych. W tle pozostają największe wyzwania, czyli bilansowanie SEE w warunkach podaży mocy przewyższającej zapotrzebowanie oraz odporność generacji rozproszonej na globalne zaburzenia pracy systemu. Istotną część tych zadań musi być rozwiązana przez automatykę systemową. Polityka hamująca rozwój OZE za pomocą barier administracyjnych lub sztywnych barier technicznych jest tylko krótkotrwałym odsuwaniem problemu. Kilka aspektach rozwiązania kilku zasygnalizowanych kwestii pokazano w prezentowanym artykule.

13.2. Opanowanie problemów napięciowych w sieciach SN

W wielu przypadkach (czyli w setkach przypadków) inwestorzy zabiegają o uzyskanie zgody na przyłączenie do sieci nawet w przypadku odległości od GPZ wynoszących ponad 20 km, magistral SN o przekroju 50 mm² AFL i mocach instalacji na poziomie 1-2 MW.

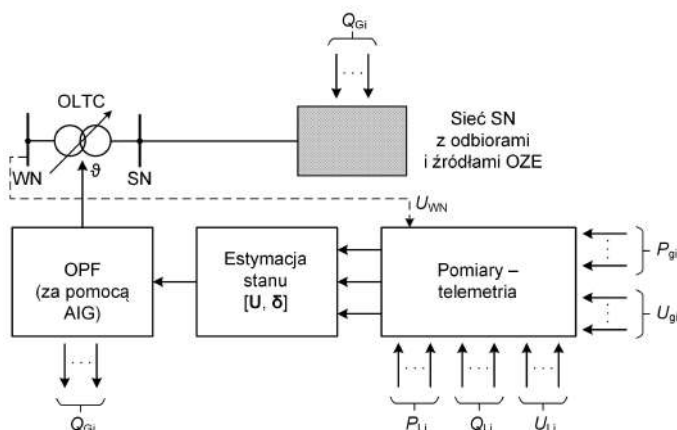


Rys. 13.1. Możliwe konfiguracje układu regulacji napięcia w sieciach SN z generacją rozproszoną a) brak koordynacji i regulacji lokalnej b) uaktywnione charakterystyki $Q=f(U)$ oraz koordynacja z przełącznikami zacze­pów (źródło: badania autorów)

Te starania najczęściej kończą się odmową, bowiem napięcie w warunkach wysokiej generacji przekroczy wartość 16,5 kV (lub odpowiednio 22 kV). Włączenie instalacji rozproszonych do procesu regulacji napięcia w całym obszarze sieciowym zasilanym z danego GPZ jest koniecznością, zwłaszcza gdy ich moc dorównuje mocy transformatora 110/SN. Podstawowa kwestia to lokalne aktywowanie

na falownikach charakterystyk $Q=f(U)$. Konieczna jest jednak również transmisja danych do regulatora napięcia transformatora i koordynacja jego nastawień ze stanem generacji OZE.

Na rys. 13.1.a pokazano układ bez takiej koordynacji i bez aktywowania kontroli lokalnej. Rys. 13.1.b przedstawia układ z taką koordynacją, natomiast Rys. 13.2 układ o zaawansowanej architekturze, który optymalizuje stan napięciowy sieci SN na podstawie pomiarów, ich transmisji oraz estymacji stanu (skrót OLTC oznacza przełącznik zaczepów transformatora pod obciążeniem).



Rys. 13.2. Zaawansowany układ optymalnej regulacji napięcia w sieci SN z aktywnym udziałem regulatora transformatora, instalacji OZE oraz rozproszonym systemem pomiarów i transmisji

13.3. Dynamiczna obciążalność linii 110 kV

Dynamiczna obciążalność linii (DOL, ang. DLR) to pojęcie znane od blisko 30 lat. Rozważając linię, której temperatura pracy została powiększona do 80 °C (albo nadal pozostaje na poziomie 40 °C) można dalej próbować powiększać jej obciążalność prądową poprzez monitorowanie warunków atmosferycznych. Kluczowe znaczenie dla temperatury przewodów linii (oprócz przepływającego prądu powodującego ich nagrzewanie) mają warunki pogodowe, a w szczególności: prędkość i kierunek wiatru, temperatura powietrza i nasłonecznienie. Uwzględnienie wpływu warunków atmosferycznych powoduje, że można dynamicznie określać obciążalność prądową oraz w pełni wykorzystać zdolność przesyłową linii napowietrznych, przy danej temperaturze pracy. Od początku ubiegłego dziesięciolecia intensywne prace w tym zakresie prowadzono w krajach, w których zapotrzebowanie na energię

elektryczną jest znacznie większe niż w Polsce, i w których wiele linii musi pracować powyżej temperatury obliczeniowej. Podstawowym problemem tych badań było stworzenie kompromisowego (w sensie dokładności z jednej strony i w sensie prostoty z drugiej strony) modelu cieplnego linii napowietrznej. Zagadnieniem tym zajmowały i zajmują się nadal dwa komitety organizacji CIGRE i IEEE.

Wraz z postępami w budowie mikro-stacji pogodowych rozpowszechniło się ich stosowanie na liniach o napięciu 110 kV. W spółce Tauron Dystrybucja S.A. zastosowano ich już blisko 300, a oszacowanie aktualnej temperatury linii odbywa się obliczeniowo na podstawie informacji pogodowych (temperatura powietrza, prędkość i kierunek wiatru oraz promieniowanie słoneczne) oraz wartości prądu płynącego linią. Producent systemu (Instytut Energetyki w Gdańsku) uważa, że wyeliminowanie czujników pomiarowych związanych bezpośrednio z przewodami daje więcej korzyści, nawet gdy są one osiągnięte kosztem dokładności oszacowania.

Inne metody pozwalające określać obciążalność linii w sposób dynamiczny na podstawie aktualnych warunków atmosferycznych były już blisko 20 lat temu przedmiotem oferty komercyjnej, m.in. amerykańskiej firmy The Valley Group, Inc. [1]. Należy tu także wspomnieć o metodach:

- CAT-1 - w metodzie tej monitorowany jest naciąg przewodów za pomocą dynamometrów wpiętych pomiędzy poprzecznik słupa a łańcuch odciągowy. Na podstawie naciągu określana jest temperatura przewodu z krzywej kalibracji. Informacja o naciągu przewodów jest przeliczana na temperaturę przewodu w danych warunkach pogodowych. W kolejnym kroku, z równania bilansu cieplnego przewodu, wyznaczana jest obciążalność prądowa.
- DTS (Distributed Temperature System) [2] - metoda ta pozwala bezpośrednio monitorować temperaturę przewodów wzdłuż całej linii. Aby zapewnić pomiar temperatury wzdłuż linii należy zastosować przewody fazowe z wbudowanymi włóknami światłowodowymi. Pomiar odbywa się na podstawie zmiany parametrów optycznych włókien światłowodowych w funkcji temperatury. Metoda ta jest najdroższa ze wszystkich metod opisanych w literaturze.
- Program komputerowy DTCR (Dynamic Thermal Circuit Rating) [3] powstały w amerykańskim instytucie EPRI, łączący ze sobą metody praktyczne z teoretyczną. Jest to program, zawierający modele oparte na temperaturze przewodu, pogodzie, naprężeniach oraz zwisach przewodów. Model oparty na pogodzie bazuje na równaniu bilansu cieplnego przewodu w stanie ustalonym i nieustalonym. Model ten jest bardzo trafny w przypadku, gdy stacje meteorologiczne są właściwie rozmieszczone. Jeżeli warunki pogodowe są nie-

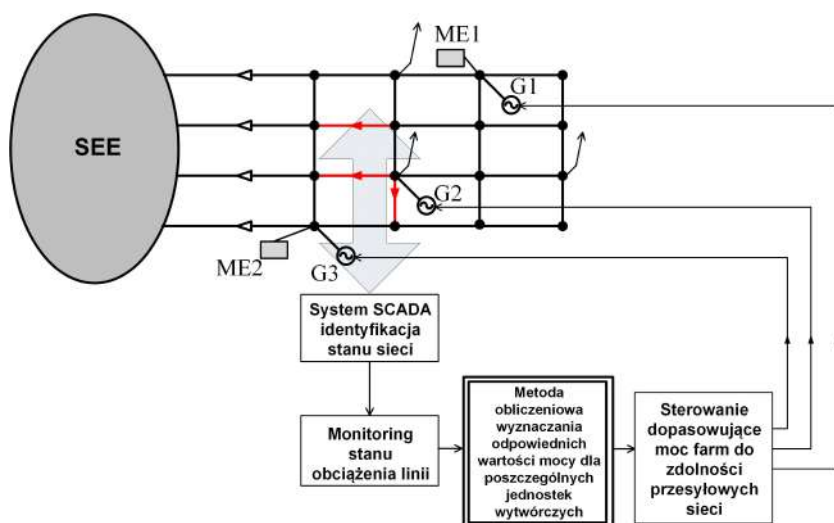
jednakowe wzdłuż całej linii (zazwyczaj prędkość i kierunek wiatru są różne wzdłuż całej długości linii), może być wymagane rozmieszczenie wielu stacji pomiarowych.

- System T-NET firmy FMC-Tech [4]. System składa się z czujników montowanych na linii, mierzących prąd płynący przewodem oraz jego temperaturę. Dodatkowo na linii instalowane są stacje pogodowe monitorujące warunki atmosferyczne. Za pomocą tych danych określa się przepustowość linii w trybie on-line; koncepcja zbliżona do podejścia Instytutu Energetyki ograniczającego się do stacji pogodowych o rozproszonej lokalizacji i odpowiedniego oprogramowania wykorzystującego informacje o obciążeniu prądowym linii pochodzące z przekładników.
- System bazujący na czujnikach światłowodowych zbudowanych w oparciu o siatki Bragga [5] zintegrowanych z przewodami.
- System kulistych czujników temperaturowych zintegrowanych z systemem łączności, montowanych na przewodach za pomocą dronów; czujniki pobierają moc na potrzeby własne z linii (Heimdall Power [6]).

Zwiększanie liczby czujników i systemów dynamicznej oceny obciążalności linii w polskim systemie elektroenergetycznym należy ocenić bardzo pozytywnie. Czujników tych jest najprawdopodobniej już kilkaset, a w wymaganiach przetargowych dotyczących nowych linii wprowadzono dla wykonawców obowiązek ich zainstalowania. Istnieje jednak sprzeczność pomiędzy dynamiczną oceną stanu linii (generalnie poprzez identyfikację rzeczywistej temperatury przewodu), a działaniami operatora sieci – zarówno na poziomie operacyjnym, jak i planistycznym. Na poziomie operacyjnym może zaistnieć sytuacja, gdy linia 110 kV wykonana przewodem AFL6 240 mm² o obciążalności dopuszczalnej 645 A (po przebudowie na 80°C) przy braku wiatru i dużym nasłonecznieniu, już przy prądzie 600 A nagrzej się do 85°C i będzie wykazywać tendencję do wzrostu temperatury. Tymczasem istnieją algorytmy (dwa z nich pokazano w dalszej części referatu) pozwalające na wyznaczenie w trybie on-line wektora redysponowania, to jest takich zmian rozkładu generacji (obejmującego źródła konwencjonalne i OZE), który dla aktualnych warunków otoczenia pozwoli na takie zmniejszenie wartości prądu płynącego przez linię, że temperatura przewodu zostanie doprowadzona do wartości dopuszczalnej, czyli 80°C. Na dodatek efekt ten zostanie osiągnięty przy minimalizacji łącznej mocy redysponowania (czyli zmniejszenia generacji sumarycznej).

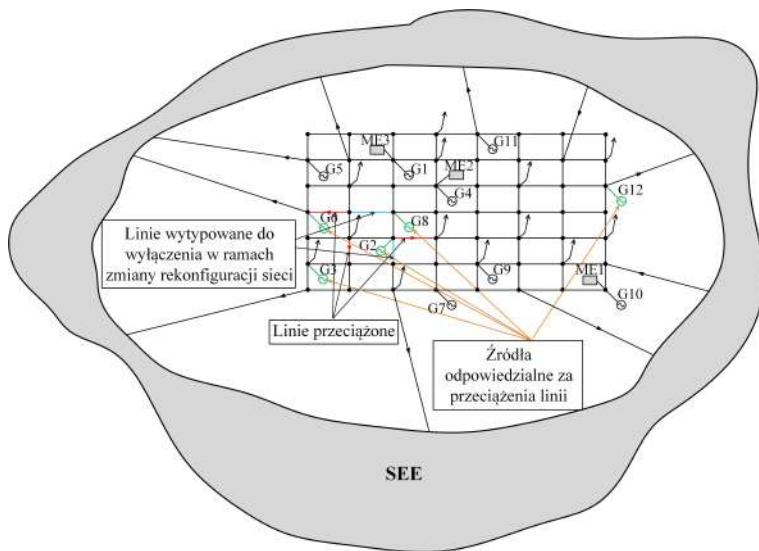
13.4. Redysponowanie i ograniczenia generacji – nieunikniona konieczność

Moc zainstalowana OZE na poziomie 70-80 GW (uwzględniając morskie farmy wiatrowe) z pewnością będzie doprowadzać do sytuacji konieczności redysponowania (czyli mówiąc wprost – ograniczania) generacji w instalacjach OZE w warunkach zbyt dużej podaży mocy i zmniejszonego zapotrzebowania. Próbkę takich działań można było zaobserwować na przełomie roku 2022 i 2023, kiedy intensywnie ograniczano generację wiatrową, oraz pod koniec kwietnia 2023, kiedy ograniczano generację farm fotowoltaicznych. Takich sytuacji, w roku 2024 (marzec, kwiecień) było już wiele, a odnoszące się do kwestii ekonomicznych rozporządzenie UE 2019/943 [7] pozostawia sposób technicznej realizacji redysponowania poszczególnym krajom. Na tym tle warto zauważyć, że redysponowanie (rozumiane jako zmiana rozkładu generacji) może mieć istotne znaczenie w likwidacji przeciążeń linii, powstających lokalnie w stanach N-1. Koncepcję takich układów zilustrowano na Rys. 13.3 i Rys. 13.4.

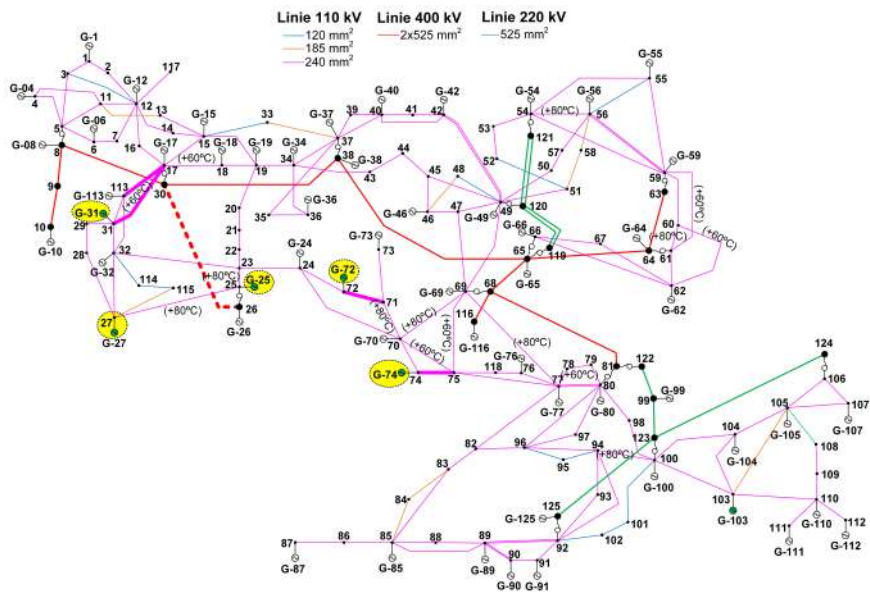


Rys. 13.3. Koncepcja redysponowania mocą generowaną w OZE przyłączonych do sieci 110 kV w celu likwidacji przeciążeń linii (źródło: prace autorów referatu)

Ocena skuteczności redysponowania powinna być przedstawiana na schematach rzeczywistych sieci 110 kV. Nie jest to jednak możliwe z uwagi na ich wielkość i poufny charakter.



Rys. 13.4. Ogólny schemat sieci wysokiego napięcia z liniami przecięzonymi oraz elementami umożliwiającymi ich odciążenie



Rys. 13.5. Sieć modelowa IEEE 118 wraz z analizą przypadku przeciężenia czterech linii w warunkach N-1 i jego likwidacji poprzez zmniejszenie generacji w wybranych źródłach

Dlatego też autorzy posługują się klasyczną siecią modelową IEEE 118 [8], której parametry dopasowano do realiów krajowych. Na rys. 13.5 pokazano studium przypadku – wyłączenie linii 26-30 (linia przerywana) powodujące przeciążenie czterech linii odpowiednio oznaczonych (linie pogrubione – kolor fioletowy).

Specjalny algorytm typuje w pierwszym kroku najważniejszych „winowajców” tego przeciążenia – pięć generatorów: G31, G27, G25, G-72, G-74, które przed zdarzeniem sieciowym generują jednakową moc – 100 MW. Drugi krok algorytmu wyznacza konieczne zmniejszenia generacji w tych jednostkach i redysponowanie jej do innych. Wynik jego działania pokazuje tabela 13.1. Zmniejszenie sumarycznej generacji o 70 MW jest wartością optymalną – czyli możliwie najmniejszą.

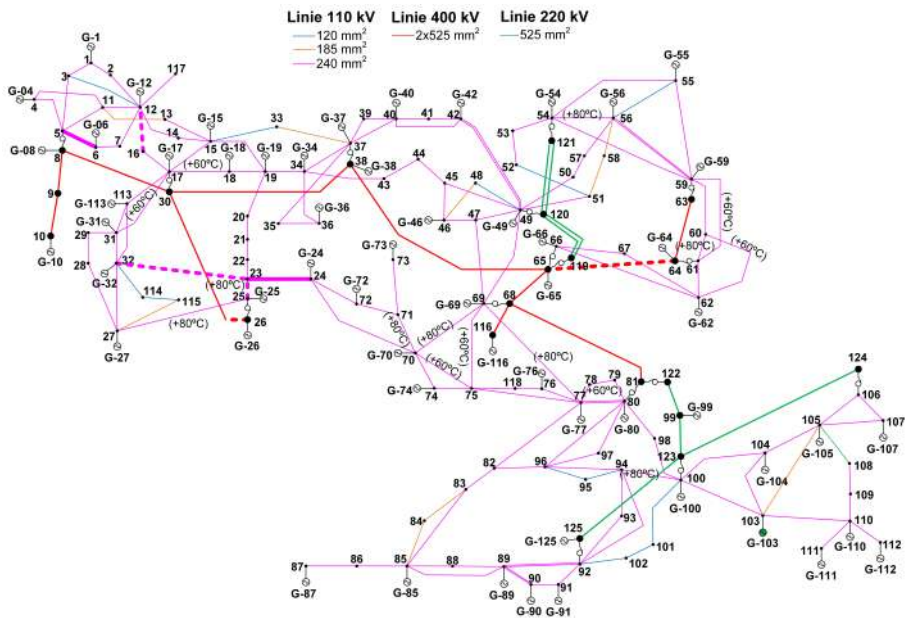
Tab. 13.1. Wartości zredukowanych mocy generowanych w wytypowanych źródłach

Nazwa źródła	Kod węzła	Napięcie	Moc generowana przed optymalizacją	Moc generowana po optymalizacji	Ograniczenie mocy
		U_n , kV	P_g , MW	P_{gopt} , MW	ΔP , MW
G-25	25	110	100	98	2
G-27	27	110	100	85	15
G-31	31	110	100	100	0
G-72	72	110	100	70	30
G-74	74	110	100	77	23
Razem			500	430	70

13.5. Operacyjne podziały sieci – naturalny element wdrażania elastyczności

O ile redysponowanie rozpatrywane jest jako sposób ręcznego sterowanie siecią w warunkach awaryjnych, o tyle wprowadzenie automatycznych podziałów sieci budzi wątpliwości. Można domniemywać, że wybór mocy do zredukowania daje się oszacować na podstawie eksperckiego doświadczenia i wycucia, a wprowadzenie podziałów nie jest tak intuicyjne. Obydwa te stwierdzenia nie są prawdziwe – elementy wektora mocy do redukcji gwarantującego obiektywny i niedyskryminujący odbiegają od rezultatów intuicyjnej oceny inżynierskiej, natomiast planowe podziały sieci są obecnie szeroko stosowane, choć bez wątplenia nie sprzyjają poprawie poziomu niezawodności sieci. Dlatego też warto przyrzeć się zaproponowanej niżej metodzie działania automatyki sieciowej likwidującej w trybie operacyjnym przeciążenia linii w warunkach N-1.

Jej najważniejszym elementem jest odpowiedni algorytm optymalizacyjny działający na modelu sieci pochodzącej z estymacji jej stanu. Przypadek rozpatrywany na Rys. 13.6 ilustruje likwidację przeciążenia linii 23-24 oraz 5-6 (po wyłączeniu awaryjnym linii 64-65) poprzez operacyjny podział sieci i wyłączenie linii 12-16, 23-32 oraz 23-25. Redukcja mocy generowanej nie jest konieczna.

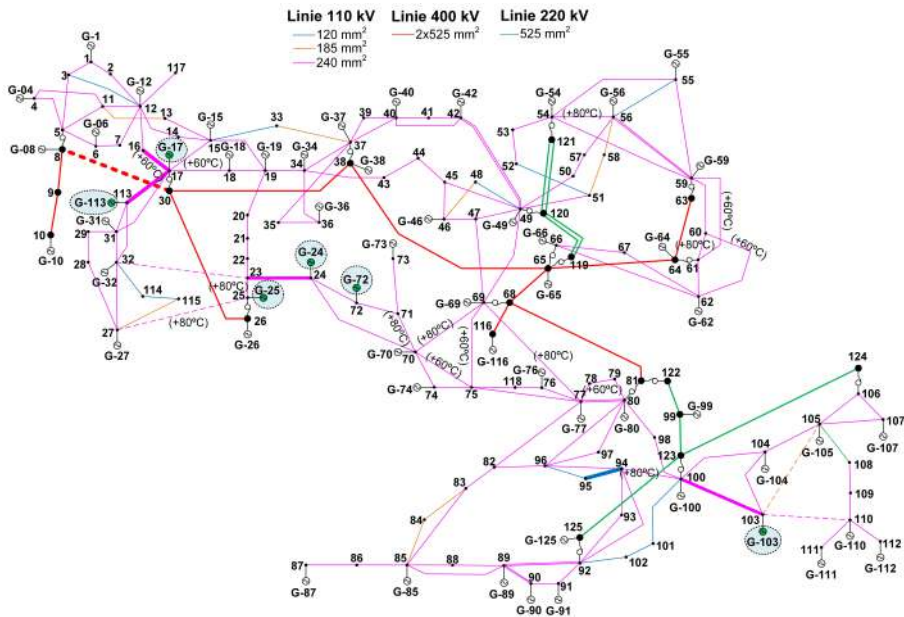


Rys. 13.6. Sieć modelowa IEEE 118 wraz z analizą przypadku przeciążenia dwóch linii w warunkach N-1 i jego likwidacji poprzez operacyjne wyłączenie trzech innych linii wytypowanych automatycznie

13.6. Podejście hybrydowe – redysponowanie mocą z jednoczesną rekonfiguracją sieci

Redysponowanie mocą źródeł pozwala rozwiązać problemy przeciążeniowe ale stonkowo dużym kosztem, związanym nieraz ze znacznym ograniczaniem mocy w OZE. Zdarzają się również takie sytuacje, w których zastosowanie tylko samej rekonfiguracji sieci nie eliminuje przekroczeń prądowych linii. Rekonfiguracja sieci rozumiana jest w tym przypadku jako działanie polegające na poszukiwaniu linii, których wyłączenie doprowadzi do likwidacji przeciążeń lub przynajmniej ich

ograniczenia. Dobrym rozwiązaniem wydaje się wówczas zastosowanie podejścia hybrydowego, tzn. jednoczesnego redysponowania mocą źródeł wraz z rekonfiguracją sieci. Takie działanie pozwoli na minimalizację redukcji generacji w OZE przy jednoczesnej minimalizacji liczby wyłączeń linii 110 kV w ramach rekonfiguracji. Działania polegające na rekonfiguracji sieci są przedmiotem badań wielu autorów, czego przykładem mogą być prace np. [9], [10], [11], [12]. Jako przykład rozpatrzono również sieć testową IEEE 118. Założono stan awaryjny polegający na wyłączeniu linii 400 kV, przyłączonej do węzłów 8 i 30 (Rys. 13.7).



Rys. 13.7. Sieć modelowa IEEE 118 wraz z analizą przypadku przeciążenia pięciu linii w warunkach N-1 i jego likwidacji poprzez jednoczesne redysponowanie mocą wybranych źródeł OZE oraz operacyjne wyłączenie czterech innych linii wytypowanych optymalnie

Rozpatrywany stan charakteryzuje się przeciążeniem pięciu linii 110 kV relacji 16-17, 113-17, 23-24, 94-95 oraz 100-103. Przeciążenia te w największym stopniu zależą od źródeł G-113, G-17, G-25, G-24, G-72 oraz G-103. Wykorzystując tylko optymalne redysponowanie mocą źródeł, w celu likwidacji przeciążeń, należy ograniczyć ich sumaryczną generację o 89 MW. Jeżeli zastosuje się jednoczesne redysponowanie mocą oraz rekonfigurację sieci wówczas należy ograniczyć ich su-

maryczną generację o 40 MW. W tym przypadku oprócz ograniczenia mocy należy również wyłączyć cztery linie 110 kV relacji 23-32, 25-27, 103-105 oraz 103-110.

W tabeli 13.2 przedstawiono wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla rozpatrywanych przypadków.

Tab. 13.2. Wartości zredukowanych mocy generowanych w wytypowanych źródłach

Nazwa źródła	Kod węzła	Napięcie	Moc generowana przed optymalizacją	Moc generowana po optymalizacji (tylko redysponowanie mocą źródeł)	Moc generowana po optymalizacji (jednoczesne redysponowanie mocą źródeł oraz rekonfiguracja)
		U_n , kV	P_g , MW	P_{gopt} , MW	P_{gopt} , MW
G-24	24	110	50	38	50
G-72	72	110	50	50	50
G-17	17	110	50	50	50
G-25	25	110	100	100	100
G-113	113	110	70	36	70
G-103	103	110	90	47	50
Razem			410	321	370

13.7. Podsumowanie

Nasycenie sieci dystrybucyjnych generacją rozproszoną stawia nowe zadania przed układami regulacyjnymi i automatyka systemową tych sieci. Nowe wymagania są związane z takim podejściem do instalacji OZE, które sprawi, że będą one zarówno przedmiotem jak i podmiotem działań regulacyjnych. Istotnym elementem takiego podejścia jest estymacja stanu sieci oraz rozwój systemów pomiarowych wraz z transmisją danych. Opisane w artykule działania czasem budzą wątpliwości pracowników spółek operatorskich, a autorom zarzuca się przedstawianie wizji czy-sto akademickich. W dostępnej literaturze można znaleźć wiele przykładów takich działań. Zatem poglądy przedstawione w referacie są całkowicie zbieżne z tendencjami światowymi.

13.8. Bibliografia

1. *Materiały firmy The Valley Group, INC USA (www.cat-1.com).*

2. Argasińska H., *Monitoring obciążalności prądowej oraz parametrów linii napowietrznej*. Biuletyn Techniczny Energoprojekt Kraków, Nr 2, str. 44-48, **2002**.
3. Douglass D. A., Lawry D. C., Edris Abdel-Aty, Bascon E. C., *Dynamic thermal rating realize circuit load limits*. IEEE Computer Applications in Power, p. 38-44, **2000**.
4. Żurowski J., *Dynamiczna obciążalność linii jako narzędzie do prowadzenia ruchu sieci przy zwiększonej obciążalności prądowej*, Wiadomości Elektrotechniczne, nr 7, str. 27-31, **2010**.
5. Kisała A., Kacejko P., Kisała P., *Układ optomechaniczny do pomiaru temperatury i wydłużenia przewodu napowietrznej linii elektroenergetycznej*, Patent Nr 227671, Wiadomości Urzędu Patentowego, nr 1, s. 25, **2018**.
6. <https://heimdallpower.com/>.
7. *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej*, **2019**.
8. *KIOS Research Center. IEEE 118-bus modified test system*, Available online: <https://www.kios.ucy.ac.cy/testsystems/index.php/ieee-118-bus-modified-test-system/> (accessed on 19 January **2023**).
9. Granelli G., Montagna M., Zanellini F., Bresesti P., Vailati R., Innorta M., *Optimal network reconfiguration for congestion management by deterministic and genetic algorithms*, Electric Power Systems Research, 76, 549–556, **2006**.
10. Badran O., Mekhilef S., Mokhlis H., Dahalan W., *Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 73, 854–867, **2017**.
11. Bramm A., Eroshenko S., *Optimal Reconfiguration of Distribution Network with Solar Power Plants*, In 2021 Ural-Siberian Smart Energy Conference (USSEC). 2021 Ural-Siberian Smart Energy Conference (USSEC), Novosibirsk, Russian Federation, 13–15 Nov, **2021**; IEEE, pp. 1–5.
12. Fatima R., Butt H.Z., Li X., *Optimal Dynamic Reconfiguration of Distribution Networks*. In 2023 North American Power Symposium (NAPS). North American Power Symposium (NAPS), Asheville, NC, USA, 15–17 Oct. 2023; IEEE, pp. 1–6, **2023**.

Rozdział 14

Lokalny wymiar transformacji energetycznej

Rafał Czaja, Grzegorz Maśloch

Stowarzyszenie na rzecz Efektywności im. Prof. Krzysztofa Żmijewskiego

Transformacja energetyczna to nie tylko globalne wyzwanie, ale również lokalne zobowiązanie, które wymaga zaangażowania społeczności na poziomie lokalnym. Społeczności lokalne mają unikalną możliwość wprowadzania innowacyjnych rozwiązań identyfikowanych w ramach transformacji energetycznej, które mogą przyczynić się do zrównoważonego rozwoju oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. W realizacji efektywnej transformacji energetycznej na poziomie lokalnym, poza tradycyjnymi inwestycjami poprawiającymi efektywność energetyczną, kluczowym staje się także rozwój energetyki obywatelskiej.

Energetyka obywatelska, stanowiąca istotny element transformacji w dziedzinie energetyki, przynosi szereg korzyści społeczno-gospodarczych, które mają znaczący wpływ na rozwój społeczny, gospodarczy i pozytywnie wpływa na stan środowiska naturalnego. Rola energii pochodzącej z inicjatyw obywatelskich wykracza poza samo wytwarzanie, magazynowanie, dostarczanie czy konsumowanie energii. Począwszy od bezpośredniego wpływu na tworzenie nowych miejsc pracy – szczególnie w sektorze usług energetycznych czy rolnictwie – poprzez korzyści wynikające z coraz większej samodzielności energetycznej, a kończąc na budowaniu wspólnoty lokalnej, kooperującej wobec wspólnych celów na rzecz dobra wspólnego. Rozwój lokalnych wspólnot energetycznych może także przyczynić się do wzmocnienia społeczności lokalnych poprzez zaangażowanie mieszkańców, przedsiębiorców czy rolników w procesy produkcyjne i zarządcze oraz promowanie współpracy i solidarności.

Silne społeczności lokalne są bardziej odporne na różnego rodzaju zagrożenia, co przekłada się na wyższe poczucie bezpieczeństwa publicznego (w tym zwłaszcza w zakresie: cyberbezpieczeństwa i ochrony przed potencjalnymi atakami na infrastrukturę energetyczną, budowy infrastruktury bardziej odpornej na skutki ekstremalnych zdarzeń pogodowych i umożliwiającej szybszy powrót do normalnego funkcjonowania po ich wystąpieniu, stworzenie systemu zdolnego do szybszego dostosowywania się do zmieniających się warunków i zapewniających niezbędną energię w sytuacjach awaryjnych, itd.).

W chwili obecnej, do kluczowych wyzwań związanych z lokalną transformacją energetyczną zaliczyć można określenie roli, znaczenia i organizacji w systemie samorządów terytorialnych, spółdzielni energetycznych, prosumenta fizycznego i wirtualnego, kwestie lokalnych obszarów bilansowania czy cen (taryf) dynamicznych.

Samorządy terytorialne pozostające blisko społeczności lokalnych i znające ich potrzeby, mogą skutecznie koordynować działania w zakresie rozwoju energetyki na poziomie lokalnym. Poprzez opracowywanie dokumentów planistycznych i strategicznych, inwestowanie w infrastrukturę energetyczną oraz tworzenie odpowiednich regulacji i zachęt, samorządy mogą wspierać rozwój energetyki odnawialnej, efektywności energetycznej oraz zrównoważonych modeli konsumpcji i produkcji energii. Szczególnie istotna rola samorządu terytorialnego związana jest z możliwością pozostania liderem lokalnej transformacji energetycznej. Jak wykazały obszerne badania , to właśnie w samorządach lokalnych społeczności upatrują podmioty, które będą wytyczały kierunki transformacji energetycznej na poziomie lokalnym. Jednak żeby tak się stało, poza wspomnianymi działaniami samorządu, kluczowe pozostają kwestie organizacyjne i wpierające, które mają na celu budowanie wspólnoty lokalnej. Samorządy lokalne w tym zakresie mogą działać jako mediatorzy i mobilizatorzy współpracy między różnymi podmiotami, takimi jak gospodarstwa domowe, rolnicy, przedsiębiorstwa, organizacje pozarządowe czy instytucje kulturalne. Także poprzez organizowanie projektów partnerskich (parasolowych) i platform dialogu, sprzyjają budowaniu więzi między sektorami społecznymi. Takie partnerstwa umożliwiają wymianę wiedzy i doświadczeń, co przyczynia się do rozwoju lokalnego potencjału technicznego i ludzkiego. Ponadto, współpraca pomiędzy różnymi podmiotami może prowadzić do powstania innowacyjnych rozwiązań technologicznych oraz biznesowych, które mają potencjał wykraczający poza obszar energetyki. Przypomnijmy także, że samorządy zgodnie z Ustawą „Prawo Energetyczne”, mogą w zakresie zadań polegających na planowaniu i organizacji zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię podejmować działania pośrednie, takie jak np. tworzenie warunków rozwoju przedsiębiorstw energetycznych (społeczności energetycznych) za pomocą dostępnych instrumentów prawnych.

Spółdzielnie energetyczne stanowią innowacyjny model współpracy społeczno-

ści lokalnych w zakresie wytwarzania, dystrybucji i konsumpcji energii. Dzięki spółdzielczym strukturom, społeczności lokalne mogą wspólnie inwestować w instalacje OZE oraz dzielić się energią między sobą. Co istotne, spółdzielnie energetyczne posiadając osobowość prawną, stają się pełnoprawnym podmiotem obrotu gospodarczego. Spółdzielnie energetyczne promują lokalną niezależność energetyczną, angażując mieszkańców w procesy produkcyjne i zarządcze, oraz wspierają rozwój gospodarczy na poziomie lokalnym. Należy także mieć na uwadze, że w przypadku spółdzielni energetycznych, wytwarzanie energii na własne potrzeby może i powinno być tylko narzędziem do budowy szerszej płaszczyzny współpracy, które będzie przynosiło lokalnej społeczności konkretne korzyści w wielu obszarach życia społeczno-gospodarczego. Jak wynika z wielu doświadczeń państw zachodnich (np. RFN, Austrii), spółdzielnie energetyczne w jednoznaczny sposób przyczyniając się do demokratyzacji sektora energetycznego, wzmacniają zaangażowanie społeczności w sprawy lokalne i stają się podstawą do budowy nowych form aktywności i współpracy, zarówno w sferze energetycznej, jak i na innych płaszczyznach życia społeczno-gospodarczego i politycznego. Spółdzielnie energetyczne w Polsce, są obecnie na etapie rozwojowym, a stan na 15 kwietnia 2024 prezentuje się następująco:

- 33 spółdzielnie energetyczne,
- 131 instalacji fotowoltaicznych, w tym jedna z magazynem energii,
- Łączna moc wszystkich SE = 5,09455 MW (elektryczna).

Ważnym do zaznaczenia jest fakt, że w rejestrze SE prowadzonym przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa występują już trzy spółdzielnie o mocy ok. 1 MW i odpowiednio dużą liczbą zgłoszonych punktów poboru energii, co świadczy o wejściu rozwoju SE, w nowy ustrukturyzowany etap i profesjonalizację tej formy lokalnej współpracy energetycznej.

Obok rozwoju spółdzielni energetycznych na poziomie lokalnym istotny jest także rozwój różnych form prosumenckich, umożliwiających coraz większej liczbie osób uczestniczenie w produkcji i konsumpcji energii na własne potrzeby. Dzięki prosumentom, lokalne społeczności mogą stać się bardziej samowystarczalne energetycznie i elastycznie reagować na zmiany w systemie energetycznym. Należy zaznaczyć, iż dzięki korzystnym regulacjom, już od 2019 roku obserwujemy bardzo dynamiczny wzrost liczby mikroinstalacji przyłączonych do sieci elektroenergetycznych. Jak wskazuje PTPiREE, od początku 2019 roku do końca lutego 2024 roku liczba prosumentów wzrosła o 2522%! i pod względem ilości instalacji, wynosi ponad 1,4 mln, co stanowi ponad 11 GW mocy zainstalowanej. Dzięki uczestniczeniu

w systemie prosumenckim społeczności lokalne nabywają także kluczowe umiejętności, które wraz z postępującą transformacją energetyczną powinny być wykorzystywane w innych strukturach organizacyjnych – w tym także w tych o charakterze korporacyjnym. Istotnym elementem rozwoju ruchu prosumenckiego w Polsce powinna być jednak obecnie możliwość (magazynowanie, systemy zarządzania energią w mikroinstalacjach) wykorzystania własnej wyprodukowanej energii, tzn. maksymalizacja autokonsumpcji, a nie produkcja energii z nastawieniem na jej wprowadzenie do sieci.

Koncepcja lokalnego obszaru bilansowania, to nowe podejście do systemu zarządzania energią, które zakłada wypracowanie zdecentralizowanego systemu zarządzania energią na poziomie lokalnym, a od strony społecznej włączenie do tego procesu także lokalnych interesariuszy. Obecnie funkcjonujący system elektroenergetyczny w Polsce, planowany był przy założeniu, że energia elektryczna jest przesyłana jednokierunkowo – od dużych elektrowni systemowych, przez sieć przesyłową i dystrybucyjną, do odbiorcy końcowego. Wraz z rozwojem generacji rozproszonej (stanowi ona coraz większy udział w miksie energetycznym poszczególnych krajów UE), coraz częściej wskazuje się na konieczność tworzenia lokalnych obszarów bilansowania, jako odpowiedzi na lokalne wykorzystanie, lokalnie wytworzonej energii elektrycznej. Tym samym lokalna energetyka powinna stać się także impulsem do technicznych zmian na rynku energii, obejmując m.in.:

- zmianę funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z jednokierunkowego na dwukierunkowy,
- dostosowanie sieci energetycznych nN i SN do dużej liczby odnawialnych źródeł rozproszonych,
- zapewnienie dwukierunkowego/wielokierunkowego przepływu danych/informacji z systemu energetycznego,
- zapewnienie narzędzi do dynamicznego zarządzania generacją i obciążeniem sieci,
- zapewnienie narzędzi do dynamicznego handlowego zarządzania popytą i popytem energii.

Z perspektywy potrzeb Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, najważniejszą zaletą lokalnej generacji rozproszonej jest jej sytuowanie blisko miejsca odbioru energii, powodując ograniczanie strat energii związanych z jej przesyłaniem, transformowaniem i dystrybucją, a także dzięki zarządzaniu oraz magazynom energii do ograniczenia szczytowego zapotrzebowania na energię z KSE.

Poprzez integrację różnych źródeł energii odnawialnej (różne profile pracy), magazynowania energii oraz inteligentnego zarządzania popytem i podażą, lokalne obszary bilansowania mogą efektywnie wykorzystywać zasoby energetyczne dostępne na danym terenie. To podejście pozwala zwiększyć niezależność energetyczną społeczności lokalnych oraz jak już wspomniano - minimalizować straty energii.

Wprowadzenie cen dynamicznych (taryf) może stanowić istotny instrument w kształtowaniu zachowań energetycznych na poziomie lokalnym. UE wskazuje, że już od 2024 roku w ofercie dostawców energii elektrycznej powinny być dostępne dynamiczne taryfy energii elektrycznej. W przeciwieństwie do tradycyjnych taryf, gdzie cena za kilowatogodzinę jest stała to taryfy dynamiczne odzwierciedlają zmianę ceny energii w ujęciu godzinowym, zgodnie z modelem giełdowym. W Polsce taryfy dynamiczne wchodzi w życie od 24 sierpnia 2024 roku.

Poprzez dostosowanie cen do zmieniających się warunków na rynku energii oraz popytu i podaży, można skutecznie kierować zużyciem energii w taki sposób, aby ograniczyć obciążenie sieci energetycznej w okresach szczytowego zapotrzebowania oraz promować zużycie energii w godzinach o niższym zapotrzebowaniu. Ceny dynamiczne mogą zachęcać mieszkańców do przesunięcia zużycia energii na okresy optymalne, co przyczynia się do stabilizacji lokalnego systemu energetycznego oraz ograniczenia kosztów energii dla użytkowników.

Kluczowym czynnikiem umożliwiającym lokalną transformację energetyczną jest jednak zaangażowanie społeczności lokalnych oraz partnerstwo z jednostkami samorządu lokalnego, przedsiębiorstwami, rolnikami i organizacjami pozarządowymi. Wspólna praca nad strategiami energetycznymi, wsparcie finansowe oraz wymiana wiedzy i doświadczeń są niezbędne dla skutecznego wdrażania lokalnych inicjatyw energetycznych i budowania lokalnych społeczności energetycznych dążących „ku samodzielności energetycznej”.

Rozdział 15

Sztuczna inteligencja handlująca energią na rynku dnia następnego

Łukasz Lepak, Paweł Wawrzyński
IDEAS NCBR

15.1. Wstęp

W 2022 roku energia wiatrowa i słoneczna stanowiły 12% światowej produkcji energii elektrycznej, po tym jak udziały te podwoiły się w ciągu poprzednich 5 lat [1]. Siła wiatru i światła słonecznego docierającego do powierzchni Ziemi jest, w pewnym stopniu, losowa. Dlatego też, choć rozwój odnawialnych źródeł energii stwarza perspektywę taniej i czystej energii, pogłębia się problem równoważenia podaży i popytu na energię.

W wielu krajach główną instytucją równoważącą podaż i popyt na energię elektryczną jest rynek energii dnia następnego (DA) [2-5]. Uczestnicy tego rynku codziennie wystawiają swoje zlecenia kupna i sprzedaży oddzielnie dla każdej godziny następnego dnia. Na każdą z tych godzin wyznaczane są wówczas ceny rynkowe, po których, w zależności od zaproponowanych cen, zlecenia zostają zrealizowane lub nie.

Rozważamy tutaj prosumenta, który jest podmiotem zużywającym, wytwarzającym oraz magazynującym energię elektryczną. Głównym tematem rozważań tej pracy jest strategia automatycznego handlu na rynku dnia następnego energii w imieniu takiego prosumenta.

W większości badań decyzje w systemach elektroenergetycznych podejmowane są wyłącznie na podstawie stanu tego systemu [3, 6-14]. Ponadto, strategia podejmowania decyzji jest optymalizowana w oparciu o model dynamiki tego systemu. Argumentujemy, że (i) użyteczna strategia pracy w systemie elektroenergetycznym powinna być zasilana danymi zewnętrznymi z informacją o środowisku oraz (ii) powinna być optymalizowana danymi rzeczywistymi. Po pierwsze, rozsądna alokacja energii musi opierać się na informacjach umożliwiających przewidywanie przyszłych cen, nawet jeśli nie są one przewidywane bezpośrednio. Dlatego zlecenia muszą opierać się na takich informacjach. Po drugie, otoczenie wpływające na ceny energii (np. warunki pogodowe) ma swoją własną dynamikę czasową, której nie da się modelować, ale którą można odtworzyć na podstawie rzeczywistych danych, co jest wystarczające do optymalizacji strategii.

Zautomatyzowany handel na rynku energii postrzegamy jako problem sekwencyjnego podejmowania decyzji w warunkach niepewności i trudnym do modelowania środowisku. Naturalnym podejściem do syntezy strategii tego rodzaju problemu jest uczenie ze wzmocnieniem (RL) [15]. Jednakże napotykamy następujące ograniczenia. Po pierwsze, uczenie się metodą prób i błędów w rzeczywistym środowisku jest zbyt kosztowne. Po drugie, uważamy, że dynamika środowiska zewnętrznego jest zbyt trudna do modelowania; dlatego jego symulacja jest niemożliwa. Po trzecie, zakładamy, że nie są dostępne wcześniejsze dane handlowe, co uniemożliwia zastosowanie RL [16] w trybie off-line. Zamiast tego opracowujemy system, w którym można zastosować RL on-line do syntezy polityki do handlu automatycznego przy użyciu szeregów czasowych obserwacji otoczenia. Politykę zoptymalizowaną w naszym systemie można łatwo zastosować w prawdziwym życiu.

Bazując na powyższych rozważaniach, niniejsza praca wnosi następujący wkład:

- Proponujemy system, w którym można zastosować RL on-line do optymalizacji polityki w oparciu o zarejestrowane obserwacje środowiska zewnętrznego bez danych dotyczących wcześniejszego podejmowania decyzji.
- Projektujemy parametryczną strategię handlu automatycznego, która zasilana jest dostępnymi informacjami pozwalającymi przewidzieć przyszłe ceny.
- Stosujemy zestaw najnowocześniejszych algorytmów RL w celu optymalizacji powyższej strategii i wybieramy najlepszy do tego algorytm. Powstała strategia jest dopasowana do danych i gotowa do wykorzystania w prawdziwym życiu.

15.2. Definicja problemu

15.2.1. Rynek energii dnia następnego

Dane dotyczące rynku energii dnia następnego zaczerpnięto z polskiego rynku tego typu. Utworzony w 2000 r., rynek ten wzorowany był na istniejących w Europie rynkach energii dnia następnego, co czyni go typowym.

Codziennie w godzinach 8:00-10:30 uczestnik rynku składa zestaw zleceń określony przez: (i) typ [kupno lub sprzedaż], (ii) cenę za 1 MWh [zł], (iii) wolumen [liczba MWh, co najmniej 0,1 MWh] oraz (iv) godzinę realizacji zlecenia [jedna z 24 godzin następnego dnia]. Zlecenia na różne godziny są niezależne. Na podstawie zleceń złożonych przez wszystkich uczestników wyznaczana jest cena rynkowa na każdą godzinę. Zlecenie kupna zostaje przyjęte, jeżeli jego cena nie jest niższa od ceny rynkowej w danej godzinie. Zlecenie sprzedaży zostaje przyjęte, jeżeli jego cena nie jest wyższa od ceny rynkowej w danej godzinie. O każdej godzinie kolejnego dnia uczestnicy rynku realizujący zlecenia sprzedaży wprowadzają do systemu zadeklarowaną ilość energii elektrycznej i uzyskują za nią cenę rynkową. Uczestnicy rynku realizujący swoje zlecenia kupna pobierają z systemu deklarowaną ilość energii elektrycznej i płacą za nią cenę rynkową. Uczestnicy rynku uiszczają opłaty za wejście na rynek, roczne uczestnictwo w nim i osiągnięte obroty.

15.2.2. Prosument

Rozważany w tym tekście agent (i) zużywa energię elektryczną losowo, z określoną średnią, (ii) wytwarza energię elektryczną za pomocą środków o ograniczonej, losowej wydajności, takich jak panele słoneczne czy turbiny wiatrowe, (iii) dysponuje magazynami energii o ograniczonej pojemności i efektywności (pobiera z nich mniej energii niż do nich dostarcza). Zakładamy także, że prosument jest na tyle duży, aby móc uczestniczyć w rynku DA, ale nie na tyle duży, aby jego zlecenia powodowały zmianę cen rynkowych.

O każdej godzinie agent może konsumować, produkować, kupować i sprzedawać część energii. Wynikowy bilans energii jest dostarczany do lub pobierany z magazynu energii. Jeżeli, ze względu na zapełnienie lub opróżnienie magazynu energii, nadal pozostaje część energii do dostarczenia lub pobrania, część ta jest przekazywana lub odbierana operatorowi rynku, a agent zostaje obciążony odpowiednią opłatą karną. Przykładem rozważanego tutaj prosumenta jest grupa (lub agregator) gospodarstw domowych. Nie może to być jednak jednoosobowe gospodarstwo domowe, gdyż minimalna ilość energii elektrycznej będącej w obrocie na rynku wynosi 0,1 MWh, czyli zbyt dużo, aby przeciętne jednoosobowe gospodarstwo do-

mowe mogło ją skonsumować lub wyprodukować.

Celem prosumenta jest maksymalizacja zysku (lub minimalizacja kosztów) poprzez składanie optymalnych zleceń na rynku DA. Zasadniczo agent powinien kupować energię, gdy jej cena rynkowa jest stosunkowo niska, sprzedawać ją, gdy jest stosunkowo wysoka i/lub przechowywać ją. Agent powinien także unikać płacenia kar, poprzez unikanie pełnego rozładowania lub naładowania magazynu energii. Należy zwrócić uwagę, że problem nie ulega zasadniczej zmianie, gdy prosument nie wytwarza i nie zużywa energii elektrycznej, gdyż staje się wówczas tymczasowym arbitrem, a jego zysk w dalszym ciągu nietrywialnie zależy od strategii wystawiania zleceń kupna/sprzedaży. Jeśli jednak prosument nie dysponuje magazynem, wówczas zdarzenia w różnych momentach są od siebie niezależne, a cel sprowadza się do przewidywania własnej produkcji i konsumpcji.

15.3. Powiązane badania

15.3.1. Stosowane w praktyce uczenie ze wzmocnieniem

Dzięki uczeniu ze wzmocnieniem (RL) [15] agent może nauczyć się podejmować sekwencyjne decyzje w warunkach niepewności w dynamicznym środowisku. Rezultatem uczenia się jest polityka reaktywna, dzięki której agent może przekształcić stany otoczenia we własne działania. Nauka on-line osiąga ten cel poprzez interakcję agenta z otoczeniem metodą prób i błędów. Off-line RL [16, 17] optymalizuje politykę w oparciu o przeszłe zapisy takich interakcji. Niezbędnym warunkiem uczenia się offline jest to, żeby zarejestrowana interakcja była sterowana znaną, losową polityką kontroli. W niniejszym artykule założono, że metoda prób i błędów jest niemożliwa ze względu na koszty, a powyższe zapisy są niedostępne.

Możliwe jest również zastosowanie RL on-line w symulowanym środowisku i wdrożenie wynikającej z tego polityki kontroli w prawdziwym życiu. Symulator musi jednak opierać się na modelu dynamiki otoczenia, a dokładność tego modelu jest ograniczona. W rezultacie optymalna polityka w symulatorze nie musi być optymalna w rzeczywistości. Ocenie tej luki optymalności poświęcono wiele badań [18-20]. Robust RL [21-26] ma na celu zmniejszenie tej luki poprzez uczenie symulowanego środowiska bardziej wymagającym lub nałożenie dodatkowych wymagań na wynikową politykę, aby uczynić ją bardziej ostrożną. Jednak luki optymalności nigdy nie udało się całkowicie wyeliminować.

15.3.2. Handel automatyczny na rynku energii elektrycznej

Badania nad handlem automatycznym na rynku energii elektrycznej obejmują różne podejścia. Niektóre prace wprowadzają teoretyczne systemy strategii handlu [27, 28, 7]. Wielu autorów proponuje różne formy parametrycznych strategii. Strategie te optymalizowane są metodami takimi jak programowanie liniowe [29], algorytmy genetyczne i ewolucyjne [30, 31] czy optymalizacja stochastyczna [2, 32]. Ponieważ jednak oczekuje się bardziej złożonej strategii handlu i wymagane jest bardziej złożone przekształcenie dostępnych obserwacji w zlecenia, techniki te stają się mniej skuteczne.

Wraz z pojawieniem się prosumentów energii elektrycznej, mikrosieci energetycznych i elastycznego cenowo zużycia energii, rośnie potrzeba zautomatyzowanego podejmowania decyzji i kontroli w różnych działaniach podejmowanych przez uczestników rynku energii. Strategie dla tych agentów można optymalizować za pomocą uczenia się przez wzmacnianie, które zostało z powodzeniem zastosowane na rynkach finansowych [33-37]. Przegląd różnych zastosowań RL w systemach elektroenergetycznych omówiono w [3, 38, 39]. Nanduri i Das [40] analizują handel na rynku DA jako stochastyczną grę o sumie zerowej, w którą grają producenci energii chcący wykorzystać swoją siłę rynkową i utrzymać produktywność swoich generatorów. RL jest tam wykorzystywany do optymalizacji strategii handlu. Vandael i in. [41] analizują handel na rynku DA z punktu widzenia elastycznego nabywcy (ładującego flotę pojazdów elektrycznych). Jego strategia jest zoptymalizowana za pomocą RL. Szereg artykułów poświęconych jest handlowi energią elektryczną typu peer-to-peer na lokalnym, sterowanym zdarzeniami rynku energii, z zastosowaniem RL w celu optymalizacji zachowań takich partnerów [8, 6, 10, 14, 42-46]. Lu i in. [11] wykorzystują prognozy cen RL i sieci neuronowe do optymalizacji harmonogramu dostaw sprzętu gospodarstwa domowego dla użytkowników prywatnych. Autorzy zakładają, że ceny energii elektrycznej ulegają zmianom i są znane z godzinnym wyprzedzeniem. Bose i in. [6] analizują podobny układ, w którym użytkownicy również handlują energią między sobą. Qiu i in. [14] optymalizują strategię użytkownika w podobnej konfiguracji za pomocą wieloagentowego RL. Angelidakis i Chalkiadakis [47] modelują problem decyzyjny jako rozłożony na czynniki Proces Decyzyjny Markowa (MDP) z dyskretnymi stanami i działaniami oraz weryfikują to podejście za pomocą algorytmu iteracji wartości. May i Huang [12] zoptymalizowali operacje mikrosieci prosumenckiej typu peer-to-peer, wykorzystując wieloagentowe uczenie ze wzmocnieniem, a ich metoda generowała wyższe zyski netto niż proste zlecenia o stałej cenie. Okwuibe i in. [13] wykorzystują algorytmy Q-Learning i SARSA do tworzenia prostych strategii licytacji i testują je na rzeczywistych, niemieckich danych. Dong i in. [9] wykorzystują RL

do optymalizacji strategii handlu na rynku DA poprzez akumulatorowy system magazynowania energii. Autorzy jedynie w ograniczonym zakresie zajmują się dynamiką tego procesu. Po pierwsze, kryterium optymalizacji polityki jest zysk dnia następnego, a nie zysk długoterminowy. Po drugie, nie uwzględnia się żadnych informacji środowiskowych, które mogłyby mieć wpływ na przyszłe ceny, np. warunków pogodowych.

Dong i in. [9] uważa równoczesny handel na rynku DA i rynkach energii z wyprzedzeniem godzinowym przez operatora magazynowania energii za Proces Decyzyjny Markowa. W tym MDP kolejne dni są oddzielnymi epizodami, więc międzydniowa dynamika rynku nie jest uwzględniana. Dyskretne działania definiują parametry zleceń. Nie opierają się one na obserwacjach zewnętrznych, takich jak prognozy pogody. W naszym artykule uwzględniono dynamikę międzydniową, parametry ciągle zleceń i prognozy pogody. Wszystko to prowadzi do znacznie lepszych wyników proponowanej przez nas strategii.

15.4. Symulowane uczenie się przez wzmacnianie online z zarejestrowanymi danymi środowiskowymi

Rozważmy Proces Decyzyjny Markowa, w którym stan s_t środowiska w chwili $t=1,2,\dots$ jest wektorem złożonym z dwóch podwektorów s_t^u, s_t^c . s_t^u składa się z niesterowalnych współrzędnych; zmienia się on zgodnie z nieznanym stacjonarnym prawdopodobieństwem warunkowym

$$s_{t+1}^u \sim P(\cdot | s_t^u). \quad (15.1)$$

Podwektor s_t^c zawiera sterowalne współrzędne stanu. Są one bezpośrednio zależne od podejmowanych działań oraz współrzędnych stanu niesterowalnego

$$s_{t+1}^c = f(s_{t+1}^c, a_t, s_t^u, s_{t+1}^u), \quad (15.2)$$

gdzie funkcja f jest znana. Niesterowalne zmienne stanu mogą oznaczać pewne warunki zewnętrzne, np. parametry pogodowe. Sterowalne zmienne stanu mogą oznaczać wewnętrzny stan pewnego mechanizmu, którego sposób działania jest szczegółowo znany.

Na podstawie zarejestrowanej trajektorii stanów niesterowalnych ($s_t^u : t = 1, \dots, T$) możemy wyznaczyć strategię wyboru akcji a_t w oparciu o stany s_t i ocenić tę strategię w symulacji odtwarzającej zarejestrowaną sekwencję stanów. Ocena ta będzie nieobciążonym oszacowaniem skuteczności tej strategii wdrożonej w rzeczywisto-

ści. Co więcej, możemy wielokrotnie odtwarzać ten zapis i symulować epizody RL on-line, używając funkcji f do wyznaczania kolejnych wartości s_t^c .

Należy zauważyć, że zdefiniowany powyżej podział zmiennych stanu na sterowalne i niesterowalne jest nietypowy. W typowym MDP zakładamy, że stan zmienia się zgodnie z

$$s_{t+1} \sim P(\cdot | s_t, a_t) ., \quad (15.3)$$

gdzie prawdopodobieństwo warunkowe P_s może być dość trudne do analizy i oszacowania. Dlatego strategii wyboru działań nie można oceniać w sposób nieobciążony w ramach symulacji opartej na modelu P_s .

15.5. Model

15.5.1. Proces Decyzyjny Markowa

W tej części modelujemy handel automatyczny na rynku energii dnia następnego jako Proces Decyzyjny Markowa [15]. Proponowany MDP zawiera następujące elementy:

- Czas, $t = 1, 2, \dots$, gdzie momenty czasowe oznaczają dni.
- Akcje, $a_t \in A$ to zbiór zleceń na następny dzień w formie

$$\langle \text{wolumen, cena, typ, godzina} \rangle$$

gdzie typ $\in \{\text{sprzedaj, kup}\}$, godzina $\in \{0, 1, \dots, 23\}$.

- Nagroda, $r_t \in R$ jest równa zyskowi osiągniętemu w ciągu dnia.
- Stany środowiska, $s_t \in S$. Stan jest tu wektorem obejmującym wszystkie informacje o otaczającym świecie, które mogą mieć wpływ na rynkowe ceny energii elektrycznej oraz wielkość jej produkcji i konsumpcji przez prosumenta. Tutaj dzielimy współrzędne stanu na niesterowalne s_t^u i sterowalne s_t^c , $s_t = \langle s_t^u, s_t^c \rangle$. Niesterowalne współrzędne stanu obejmują oznaczenie dnia w tygodniu, oznaczenie miesiąca w roku, ceny energii na bieżący dzień i prognozy pogody. Istnieje tylko jedna sterowalna współrzędna stanu: poziom naładowania magazynu energii. Funkcja f jest znana, ponieważ poziom naładowania w trywialny sposób wynika ze zużycia, produkcji, zakupu i sprzedaży energii oraz wydajności magazynowania.

Kluczowym założeniem pozwalającym rozróżnić zmienne niesterowalne i sterowalne jest to, że prosument jest na tyle mały, że nie ma wpływu na ceny rynkowe. Możemy zatem symulować jego zlecenia i ustalać, czy zlecenia są realizowane w oparciu o zarejestrowane ceny rynkowe. Gdyby prosument był na tyle duży, aby faktycznie wpływać na ceny rynkowe, to nie byłoby to możliwe bez rozbudowanego modelu wpływu tego prosumenta na ceny rynkowe.

15.5.2. Strategia czarnej skrzynki i jej optymalizacja poprzez uczenie się przez wzmacnianie

Ogólnie przez strategię π rozumiemy rozkład prawdopodobieństwa akcji a_t , uwarunkowany stanami s_t

$$a_t \sim \pi(\cdot | s_t). \quad (15.4)$$

Powyższa akcja określa zestaw 24 par zleceń:

$$\begin{aligned} &< rnd(\bar{v} \exp(v_h^B)), \bar{p} \exp(y_h^B), \text{kup}, h >, \\ &< rnd(\bar{v} \exp(v_h^S)), \bar{p} \exp(y_h^S), \text{sprzedaj}, h > \end{aligned}$$

dla $h = 0, \dots, 23$. \bar{v} to maksymalny wolumen energii, jaki prosument może wygenerować w ciągu godziny ze źródeł wiatrowych i słonecznych (stała), natomiast \bar{p} oznacza medianę ceny z ostatnich 28 dni dla każdej godziny. Funkcja rnd zaokrągla powstałe wolumeny do pierwszego miejsca po przecinku, dzięki czemu utworzone zlecenia są zgodne z polskimi regulacjami rynku energii dnia następnego. Liczby $v_h^B, y_h^B, v_h^S, y_h^S$ są elementami 96-wymiarowego wektora akcji, reprezentujących strategię tworzenia zleceń. Działanie to jest sumą sygnału wyjściowego o zerowej średniej szumu normalnego ξ_t i wyjścia sieci neuronowej g :

$$a_t = \begin{bmatrix} v_0^B \dots v_{23}^B \\ y_0^B \dots y_{23}^B \\ v_0^S \dots v_{23}^S \\ y_0^S \dots y_{23}^S \end{bmatrix} = g^1(s_t; \theta) + \xi_t \circ \exp(g^2(s_t; \theta)), \quad (15.5)$$

$$\xi_t \sim (0, I),$$

gdzie g^1, g^2 to dwa wektory utworzone przez sieć g zasilaną stanem s_t i sparametryzowaną wektorem θ trenowanych wag, I oznacza macierz jednostkową, „ \circ ” oznacza iloczyn Hadamarda (element-po-elemente).

Powodem wprowadzenia szumu ξ_t do tworzonych zleceń jest eksploracja: podejmując różne działania w podobnych okolicznościach, agent tworzący zlecenia jest w stanie nauczyć się odróżniać dobre działania od gorszych w bieżącym stanie.

Aby zoptymalizować proponowaną strategię, można zastosować dowolny algorytm uczenia ze wzmocnieniem [48], np. A2C [49], PPO [50] czy SAC [17]. Trening składa się z sekwencji symulowanych prób, w których trajektoria stanów niesterowalnych ($s_t^u : t = 1, \dots, T$) jest po prostu odtwarzana z danych oraz odpowiadająca trajektoria stanów sterowalnych ($s_t^c : t = 1, \dots, T$) jest wyznaczana na podstawie stanów niesterowalnych i funkcji f .

15.5.3. Strategia porównawcza

Do zweryfikowania jakości proponowanej strategii, używamy prostej strategii opartej o następujące spostrzeżenia - najprostszą strategią jest kupowanie energii, kiedy jest tania, trzymanie jej w magazynie energii, a następnie sprzedawanie, kiedy jest droga. W związku z tym, proponujemy strategię porównawczą

$$\langle +\infty, \theta_1 - \bar{l}, \text{kup}, 2 \rangle, \langle -\infty, \theta_2, \text{sprzedaj}, 10 \rangle$$

gdzie \bar{l} oznacza szacowany poziom naładowania magazynu energii o północy, a parametry θ są optymalizowane przez wybrany algorytm optymalizacyjny. W naszych eksperymentach zdecydowaliśmy się na algorytm ewolucyjny CMA-ES [51].

15.6. Eksperymenty

Eksperymenty zostały przeprowadzone na przygotowanym symulatorze rynku energii dnia następnego, operującym na rzeczywistych polskich danych z historycznymi cenami energii, danymi pogodowymi oraz statystycznymi danymi dot. średniej konsumpcji energii w Polsce. Prognozy pogody zostały przygotowane poprzez zaszuwanie dostępnych realnych danych pogodowych. Możliwości produkcyjne i skala prosumenta zostały dobrane tak, żeby jego średnia produkcja dzienna była większa od średniej konsumpcji. Profil konsumpcji jest oparty o statystyczne dane dot. konsumpcji energii przez gospodarstwa domowe w Polsce. Produkcja słoneczna i wiatrowa są modelowane z wykorzystaniem dostępnych danych pogodowych.

W trakcie symulacji może się okazać, że agent musi kupić lub sprzedać część energii elektrycznej natychmiast. W takiej sytuacji, taka transakcja jest realizowana za podwójną cenę rynkową (kupno) lub połowę ceny rynkowej (sprzedaż), co czyni je nieopłacalnymi dla dobrej strategii handlu. W symulacji nie uwzględniamy

także kosztów uczestnictwa w rynku, gdyż są to stałe koszty nie wpływające na jakość strategii handlu automatycznego.

W eksperymentach wykorzystaliśmy dane z okresu 2016-2019. Trening strategii odbywał się na danych z lat 2016-2018, a testowanie gotowej strategii - na całym roku 2019. Przetestowaliśmy następujące scenariusze działania:

- sam magazyn energii, bez produkcji i konsumpcji (ACU),
- magazyn energii z produkcją (ACU + PROD),
- magazyn energii z konsumpcją (ACU + CON),
- magazyn energii z produkcją i konsumpcją (ALL).

Wyniki osiągnięte przez testowane strategie, oznaczające ich przychód z okresu działania, są podawane względem *wyniku referencyjnego*, obliczanego jako sumę iloczynów dziennej różnicy między produkcją a konsumpcją i średniej ceny tego dnia.

W przypadku proponowanej strategii handlu uczonej ze wzmocnieniem, przetestowaliśmy jej skuteczność z wykorzystaniem różnych algorytmów uczących. Zdecydowaliśmy się na wykorzystanie algorytmu A2C, który osiągnął najlepsze wyniki ze wszystkich przetestowanych algorytmów uczenia ze wzmocnieniem.

15.7. Wyniki

W tabeli 15.1 znajdują się wyniki przeprowadzonych eksperymentów, oznaczające średnie różnice względem wyniku referencyjnego dla testowanych strategii w różnych scenariuszach działania.

Tab. 15.1. Wyniki osiągnięte przez proponowaną strategię oraz przez strategię porównawczą na różnych scenariuszach działania (wyniki są uśrednione z 5 przebiegów testowych)

Scenariusz	Strategia		Wynik referencyjny
	Porównawcza	Proponowana	
ACU	15964,33 ± 2812,54	30039,22 ± 902,3	0,00
ACU + PROD	6556,94 ± 706,06	22403,99 ± 322,42	91304,20
ACU + CON	17200,33 ± 1521,45	28043,99 ± 1160,57	-45089,87
ALL	14354,67 ± 957,25	24569,45 ± 593,13	46214,33

Obie przetestowane strategie poprawiają wynik referencyjny w każdym scenariuszu działania, pozwalając prosumentowi na osiągnięcie zysków lub uzyskanie oszczędności. Jednak to proponowana strategia handlu uczona ze wzmocnieniem osiąga zdecydowanie lepsze wyniki w każdym scenariuszu, uzyskując przychód lub oszczędności średnio o co najmniej dziesięć tysięcy większe niż prosta strategia porównawcza.

Analiza zachowania proponowanej strategii handlu pokazuje, że ładuje ona baterię głównie w nocy, kiedy energia elektryczna jest tania, a sprzedaje ją głównie przed południem i, w mniejszej skali, popołudniami, kiedy jest ona droższa. Ponadto, strategia nie przepelnia ani nie opróżnia całkowicie magazynu energii, dzięki czemu nie jest zmuszona dokonywać nagłych zakupów lub sprzedaży, które są odpowiednio karane. Proponowana strategia jest w stanie wykorzystywać magazyn energii w sposób rozsądny, zgodny z przeznaczeniem, bez zachowań prowadzących do większego niż typowe zużycia.

Proponowana strategia tworzy zlecenia o bardzo niskiej cenie sprzedaży lub bardzo wysokiej cenie zakupu i niezerowym wolumenie, kiedy zależy jej na sukcesie zlecenia. Z drugiej strony, w momencie gdy strategia nie chce wykonywać zlecenia o danej godzinie, to wystawia bardzo wysoką cenę sprzedaży, bardzo niską cenę zakupu, lub zerowy wolumen zlecenia.

15.8. Podsumowanie

W pracy zaprezentowaliśmy strategię automatycznego handlu na Rynku Dnia Następnego energii elektrycznej. Strategia jest uczona ze wzmocnieniem i przeznaczona dla prosumentów średnich rozmiarów. Jest ona przygotowana na podstawie rzeczywistych, historycznych danych. W eksperymentach na symulatorze rynku energii dnia następnego uzyskała ona najlepszy wynik, zdecydowanie poprawiając wyniki prostej strategii porównawczej optymalizowanej algorytmami ewolucyjnymi. Proponowana strategia jest gotowa do wykorzystania na rzeczywistym rynku.

15.9. Bibliografia

1. Wiatros-Motyka M., *Global Electricity Review*, Technical Report, Ember, 2023.
2. Iria J., Soares F., Matos M., *Trading small prosumers flexibility in the day-ahead energy market*, IEEE Power & Energy Society General Meeting, IEEE,

- pp. 1–5, **2017**.
3. Jogunola O., Adebisi B., Ikpehai A., Popoola S.I., Gui G., Gačcanin H., Ci S., *Consensus algorithms and deep reinforcement learning in energy market: A review*, IEEE Internet of Things Journal 8, 4211–4227, **2020**.
 4. Prabavathi M., Gnanadass R., *Energy bidding strategies for restructured electricity market*, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 64, 956–966, **2015**.
 5. Rahimiyan M., Baringo L., *Strategic bidding for a virtual power plant in the day-ahead and real-time markets: A price-taker robust optimization approach*, IEEE Transactions on Power Systems, 31, 2676–2687, **2015**.
 6. Bose S., Kremers E., Mengelkamp E.M., Eberbach J., Weinhardt C., *Reinforcement learning in local energy markets*, Energy Informatics, 4, 1–21, **2021**.
 7. Castellini M., Di Corato L., Moretto M., Vergalli S., *Energy exchange among heterogeneous prosumers under price uncertainty*, Energy Economics, 104, 105647, **2021**.
 8. Chen T., Su W., *Local energy trading behavior modeling with deep reinforcement learning*, IEEE Access, 6, 62806–62814, **2018**.
 9. Dong Y., Dong Z., Zhao T., Ding Z., *A strategic day-ahead bidding strategy and operation for battery energy storage system by reinforcement learning*, Electric Power Systems Research, 196, 107229, **2021**.
 10. Jogunola O., Tsado Y., Adebisi B., Nawaz R., *Trading strategy in a local energy market, a deep reinforcement learning approach*, 2021 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), IEEE, pp. 347–352, **2021**.
 11. Lu R., Hong S.H., Yu M., *Demand response for home energy management using reinforcement learning and artificial neural network*, IEEE Transactions on Smart Grid, 10, 6629–6639, **2019**.
 12. May R., Huang P., *A multi-agent reinforcement learning approach for investigating and optimising peer-to-peer prosumer energy markets*, Applied Energy, 334, 120705, **2023**.
 13. Okwuike G.C., Bhalodia J., Gazafroudi A.S., Brenner T., Tzscheutschler P., Hamacher T., *Intelligent bidding strategies for prosumers in local energy markets based on reinforcement learning*, IEEE Access, 10, 113275–113293, **2022**.

14. Qiu D., Wang J., Wang J., Strbac G., *Multi-agent reinforcement learning for automated peer-to-peer energy trading in double-side auction market*, International Joint Conference on Artificial Intelligence (IJCAI), pp. 2913–2920, **2021**.
15. Sutton R.S., Barto A.G., *Reinforcement Learning: An Introduction*, Second edition, The MIT Press, **2018**.
16. Levine S., Kumar A., Tucker G., Fu J., *Offline reinforcement learning: Tutorial, review, and perspectives on open problems*, ArXiv:2005.01643, **2020**.
17. Haarnoja T., Zhou A., Abbeel P., Levine S., *Soft actor-critic: Off-policy maximum entropy deep reinforcement learning with a stochastic actor*, International Conference on Machine Learning (ICML), pp. 1861–1870, **2018**.
18. Cobbe K., Klimov O., Hesse C., Kim T., Schulman J., *Quantifying generalization in reinforcement learning*, International Conference on Machine Learning, PMLR, pp. 1282–1289, **2019**.
19. Packer C., Gao K., Kos J., Krahenbuhl P., Koltun V., Song D., *Assessing generalization in deep reinforcement learning*, ArXiv:1810.12282, **2019**.
20. Zhang A., Ballas N., Pineau J., *A dissection of overfitting and generalization in continuous reinforcement learning*, ArXiv:1806.07937, **2018**.
21. Kamalaruban P., Huang Y.T., Hsieh Y.P., Rolland P., Shi C., Cevher V., *Robust reinforcement learning via adversarial training with langevin dynamics*, Advances in Neural Information Processing Systems, 33, 8127–8138, **2020**.
22. Mankowitz D.J., Levine N., Jeong R., Shi Y., Kay J., Abdolmaleki A., Springenberg J.T., Mann T., Hester T., Riedmiller M., *Robust reinforcement learning for continuous control with model misspecification*, arXiv preprint arXiv:1906.07516, **2019**.
23. Rajeswaran A., Lowrey K., Todorov E.V., Kakade S.M., *Towards generalization and simplicity in continuous control*, Advances in Neural Information Processing Systems, 30, **2017**.
24. Vacaro J., Marques G., Oliveira B., Paz G., Paula T., Staehler W., Murphy D., *Sim-to-real in reinforcement learning for everyone*, Latin American Robotics Symposium (LARS), pp. 305–310, **2019**.

25. Zhao W., Queralta J.P., Westerlund T., *Sim-to-real transfer in deep reinforcement learning for robotics: a survey*, IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI), pp. 737–744, **2020**.
26. Zhao W., Queralta J.P., Qingqing L., Westerlund T., *Towards closing the sim-to-real gap in collaborative multi-robot deep reinforcement learning*, International Conference on Robotics and Automation Engineering (ICRAE), pp. 7–12, **2020**.
27. Ren F., Lin X., Ma X., Wei Z., Wang R., Zhai X., *A two-stage planning method for design and dispatch of distributed energy networks considering multiple energy trading*, Sustainable Cities and Society 96, 104666. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670723002779>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.scs.2023.104666>, **2023**.
28. Lamont J.W., Rajan S., *Strategic bidding in an energy brokerage*, IEEE Transactions on power systems, 12, 1729–1733, **1997**.
29. Bakirtzis A.G., Ziogos N.P., Tellidou A.C., Bakirtzis G.A., *Electricity producer offering strategies in day-ahead energy market with step-wise offers*, IEEE Transactions on Power Systems, 22, 1804–1818, **2007**.
30. Wen F., David A., *Strategic bidding for electricity supply in a day-ahead energy market*, Electric Power Systems Research, 59, 197–206, **2001**.
31. Attaviriyanupap P., Kita H., Tanaka E., Hasegawa J., *New bidding strategy formulation for day-ahead energy and reserve markets based on evolutionary programming*, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 27, 157–167, **2005**.
32. Liu G., Xu Y., Tomsovic K., *Bidding strategy for microgrid in day-ahead market based on hybrid stochastic/robust optimization*, IEEE Transactions on Smart Grid, 7, 227–237, **2015**.
33. Xu Z., Luo C., *Improved pairs trading strategy using two-level reinforcement learning framework*, Engineering Applications of Artificial Intelligence, 126, 107148. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0952197623013325>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.engappai.2023.107148>, **2023**.
34. Avramelou L., Nousi P., Passalis N., Tefas A., *Deep reinforcement learning for financial trading using multi-modal features*, Expert Systems with Applications, 238, 121849, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/>

- pii/S0957417423023515, doi:<https://doi.org/10.1016/j.eswa.2023.121849>, **2024**.
35. Majidi N., Shamsi M., Marvasti F., *Algorithmic trading using continuous action space deep reinforcement learning*, Expert Systems with Applications, 235, 121245, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957417423017475>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.eswa.2023.121245>, **2024**.
 36. Huang Y., Zhou C., Cui K., Lu X., *A multi-agent reinforcement learning framework for optimizing financial trading strategies based on timesnet*, Expert Systems with Applications, 237, 121502, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957417423020043>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.eswa.2023.121502>, **2024**.
 37. Jing L., Kang Y., *Automated cryptocurrency trading approach using ensemble deep reinforcement learning: Learn to understand candlesticks*, Expert Systems with Applications, 237, 121373, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957417423018754>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.eswa.2023.121373>, **2024**.
 38. Yang T., Zhao L., Li W., Zomaya A.Y., *Reinforcement learning in sustainable energy and electric systems: A survey*, Annual Reviews in Control, 49, 145–163, **2020**.
 39. Perera A., Kamalaruban P., *Applications of reinforcement learning in energy systems*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 137, 110618, **2021**.
 40. Nanduri V., Das T.K., *A reinforcement learning model to assess market power under auction-based energy pricing*, IEEE transactions on Power Systems, 22, 85–95, **2007**.
 41. Vandael S., Claessens B., Ernst D., Holvoet T., Deconinck G., *Reinforcement learning of heuristic ev fleet charging in a day-ahead electricity market*, IEEE Transactions on Smart Grid, 6, 1795–1805, **2015**.
 42. Chen T., Su W., *Indirect customer-to-customer energy trading with reinforcement learning*, IEEE Transactions on Smart Grid, 10, 4338–4348, **2018**.
 43. Alsolami M., Alferidi A., Lami B., Ben Slama S., *Peer-to-peer trading in smart grid with demand response and grid outage using deep reinforcement learning*, Ain Shams Engineering Journal, 14, 102466,

URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447923003556>.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.asej.2023.102466>, **2023**.

44. Cui Y., Xu Y., Wang Y., Zhao Y., Zhu H., Cheng D., *Peer-to-peer energy trading with energy trading consistency in interconnected multi-energy microgrids: A multi-agent deep reinforcement learning approach*, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 156, 109753, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061523008104>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109753>, **2024**.
45. Wang J., Li L., Zhang J., *Deep reinforcement learning for energy trading and load scheduling in residential peer-to-peer energy trading market*, International Journal of Electrical Power and Energy Systems 147, 108885, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206152200881X>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108885>, **2023**.
46. Cao M., Yin Z., Wang Y., Yu L., Shi P., Cai Z., *A reliable energy trading strategy in intelligent microgrids using deep reinforcement learning*, Computers and Electrical Engineering, 110, 108796, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045790623002203>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2023.108796>, **2023**.
47. Angelidakis A., Chalkiadakis G., *Factored mdps for optimal prosumer decision-making*, Proceedings of the 2015 International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems, pp. 503–511, **2015**.
48. Sutton R.S., Singh S.P., McAllester D.A., *Comparing policy-gradient algorithms*, **2001**.
49. Mnih V., Badia A.P., Mirza M., Graves A., Lillicrap T.P., Harley T., Silver D., Kavukcuoglu K., *Asynchronous methods for deep reinforcement learning*, ArXiv:1602.01783, **2016**.
50. Schulman J., Wolski F., Dhariwal P., Radford A., Klimov O., *Proximal policy optimization algorithms*, ArXiv:1707.06347, **2017**.
51. Hansen N., *The cma evolution strategy: A tutorial*, arXiv preprint arXiv:1604.00772, **2016**.

Rozdział 16

Zapewnienie elastyczności sieci elektroenergetycznych z wykorzystaniem nowatorskich technologii informatycznych kluczem skutecznej transformacji energetycznej

Wiktor Kabatc
PSI Polska

Dalszy rozwój rozproszonych źródeł energii, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego czy działania w kierunku osiągnięcia neutralności klimatycznej stanowią aktualne wyzwania dla całego łańcucha wartości energetyki zawodowej. Mają znaczny wpływ na metody wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, wymagając od systemu elektroenergetycznego dużej elastyczności.

Jednym z kierunków strategicznych przyjętych w polityce energetycznej dla sektora paliwowo – energetycznego jest wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Z kolei kluczowymi elementem polityki energetycznej są: wzrost mocy w fotowoltaice, wzrost udziału OZE we wszystkich sektorach i technologiach, rozwój OZE oraz aktywnych obiorców i bilansowania lokalnego, jak również rozwój transportu niskoemisyjnego przez dążenie do zeroemisyjnej komunikacji publicznej

w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców.

Transformacja energetyczna w kierunku zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii i rozwoju elektromobilności wymaga szerszego wykorzystania inteligentnych sieci elektroenergetycznych (Smart Grids). Kluczową rolę w tym procesie odgrywają zaawansowane platformy zarządzania siecią, umożliwiające monitorowanie i sterowanie zdecentralizowanymi komponentami na różnych poziomach napięć [1]. Rozwiązania te pozwalają na integrację zdecentralizowanych komponentów sterujących zlokalizowanych na niższych poziomach sieci (średniego i niskiego napięcia) z nadrzędnymi systemami nadzoru w centrach dyspozytorskich. Zwiększa to znacząco poziom obserwowalności sieci przez służby dyspozytorskie, obejmując wszystkie poziomy napięć. Jednocześnie następuje odciążenie personelu od konieczności śledzenia pojedynczych zdarzeń w sieci niskiego napięcia czy mikrosieciach [2].

Platformy zarządzania siecią wykorzystują zaawansowane protokoły komunikacyjne (np. IEC 61850, OpenADR) do dwukierunkowej wymiany informacji między rozproszonymi kontrolerami a systemem centralnym [3]. Pozwala to na zdalną parametryzację, aktualizację oprogramowania i dynamiczną rekonfigurację sieci. Ważną funkcjonalnością jest też optymalizacja pracy sieci na podstawie danych pomiarowych i predykcyjnych modeli obciążeń, z wykorzystaniem metod sztucznej inteligencji [4].

Platformy zarządzania siecią odgrywają istotną rolę we wspieraniu elastycznej integracji OZE z sieciami dystrybucyjnymi. Umożliwiają one sterowanie przepływami mocy, regulację napięcia i bilansowanie mocy biernej w warunkach dużej zmienności generacji ze źródeł odnawialnych. Wyzwaniem jest też zarządzanie połączeniami z infrastrukturą ładowania pojazdów elektrycznych (np. w zajezdniach autobusowych) i systemami magazynowania energii, z uwzględnieniem ich potrzeb i ograniczeń [5].

Transformacja energetyczna jest nierozłącznie powiązana z wykorzystaniem innowacyjnych technologii informatycznych oraz cyfryzacji. Stanowią one bowiem skuteczne wsparcie w integracji działań wytwórców, dystrybutorów i odbiorców energii elektrycznej. PSI Polska zapewnia kompleksowe rozwiązania informatyczne dla operatorów systemów dystrybucyjnych przeznaczone do zarządzania, utrzymania i planowania rozbudowy i rozwoju sieci elektroenergetycznych. Jednym z proponowanych narzędzi jest PSIngo – platforma umożliwiająca przekształcanie sieci w kierunku sieci inteligentnych (Smart Grids) oraz skuteczne zarządzanie nimi. Pozwala operatorom sieci monitorowanie i sterowanie zdecentralizowanymi komponentami w sieci średniego, jak i niskiego napięcia [6]. Rozwiązanie to ilustruje kluczowe funkcjonalności i korzyści oferowane przez nowoczesne platformy zarzą-

dzania siecią.

Wdrażanie technologii zarządzania siecią wiąże się z wyzwaniami jak zapewnienie cyberbezpieczeństwa czy integracja z istniejącą infrastrukturą [7]. Dalszy rozwój będzie zmierzał w kierunku zwiększenia autonomiczności kontrolerów i wykorzystania uczenia maszynowego. Inteligentne platformy zarządzania siecią są niezbędnym narzędziem transformacji energetycznej, umożliwiającym efektywną integrację rozproszonych zasobów energetycznych i aktywnych odbiorców. Ich wdrażanie wpisuje się w kluczowe kierunki polskiej polityki energetycznej do 2040 r., zakładającej rozwój OZE, energetyki rozproszonej, inteligentnych sieci i elektromobilności [7]. Dalsze prace badawczo-rozwojowe nad tymi platformami będą miały istotne znaczenie dla powodzenia procesu transformacji sektora energetycznego.

Bibliografia

1. Kowalski J., *Inteligentne platformy zarządzania siecią*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 5, s. 23-29, **2020**.
2. Nowak K., *Wyzwania zarządzania sieciami niskiego napięcia*, Rynek Energii, nr 4, s. 34-41, **2019**.
3. Wiśniewski A., *Protokoły komunikacyjne w systemach Smart Grid*, Automatyka, Elektryka, Zakłócenia, vol. 10, nr 2, s. 45-52, **2019**.
4. Zieliński P., *Zastosowanie sztucznej inteligencji w optymalizacji pracy sieci dystrybucyjnych*, Wiadomości Elektrotechniczne, nr 3, s. 22-27, **2021**.
5. Kowalczyk M., *Wyzwania integracji elektromobilności z systemem elektroenergetycznym*, Energetyka, nr 1, s. 34-41, **2022**.
6. *Materiały informacyjne PSIngo*, <https://www.psi.pl/nasza-oferta/elektroenergetyka/psingo-inteligentne-zarzadzanie-sieciami-dystrybucyjnymi/> [dostęp: 10.05.2023].
7. Wójcik R., *Cyberbezpieczeństwo systemów zarządzania siecią*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 8, s. 15-21, **2020**.
8. *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa, **2021**.

RAPORT 2

BEZPIECZEŃSTWO
INFRASTRUKTURY KRYTYCZNEJ

Koordinator:

dr inż. **Andrzej Hachoł**, profesor Politechniki Wrocławskiej

Rozdział 17

Suwerenność technologiczna kluczowym czynnikiem w systemach bezpieczeństwa Infrastruktury Krytycznej

Jan Jakub Szczyrek
MindMade, GRUPA WB

Agresja Federacji Rosyjskiej na Ukrainę w 2022 r. uświadomiła znaczenie jakie dla funkcjonowania nowoczesnego państwa i społeczeństwa ma utrzymanie infrastruktury krytycznej. Dotyczy to bardzo szerokiego zakresu zagadnień związanych z energetyką, łącznością, obroną narodową, transportem, służbami ratowniczymi, ochroną zdrowia, produkcją żywności, dostawą wody i wielu innych dziedzin. W obszarach związanych z elektroenergetyką szczególne znaczenie ma utrzymanie infrastruktury związanej z wytwarzaniem, przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej. Doświadczenia wojny w Ukrainie stawiają wiele pytań dotyczących bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej w Polsce, na które - przynajmniej na razie - brakuje jednoznacznych odpowiedzi.

Współczesna elektronika daje nam niemalże nieograniczone możliwości w projektowaniu i tworzeniu niezwykle skutecznych systemów bezpieczeństwa i monitoringu. Obecnie nie ma obiektu infrastruktury krytycznej, który by nie był zabezpieczony nowoczesnymi systemami elektronicznymi.

Jednakże, każda zaawansowana technologia może być zarówno źródłem korzy-

ści dla jego użytkownika jak i potencjalnych zagrożeń. System elektroniczny, który ma zabezpieczać np. elektrownię jądrową, może dbać o jej bezpieczeństwo i niezakłóconą pracę, ale jednocześnie stanowić zagrożenie dla jej działania. Kluczowym czynnikiem jest autonomiczność, czyli niezależność od zewnętrznych podmiotów w zakresie kontroli nad oprogramowaniem odpowiedzialnym za funkcjonowanie danego systemu. W sytuacji, kiedy posiadamy pełną wiedzę o zastosowanym oprogramowaniu i kontrolę nad jego kodem źródłowym ryzyko, że system elektroniczny mający chronić naszą infrastrukturę krytyczną zostanie użyty przeciwko nam maleje praktycznie do zera.

W związku z tym, jeżeli chcemy realnie myśleć o zabezpieczeniu obiektów naszej infrastruktury krytycznej nie możemy zapominać o tym, aby systemy elektroniczne odpowiedzialne za ich bezpieczeństwo były naszymi autorskimi, polskimi rozwiązaniami.

HASŁA DO ROZWINIĘCIA NT:

1. Model technologiczny każdego z naszych produktów (PIK, AMSTA, WINES) uwzględnia możliwość wdrożenia kompletnego, wskazanego systemu wewnątrz infrastruktury klienta, także bez dostępu do Internetu czy niekontrolowanych przez klienta kanałów serwisowych. W tym modelu wszelkie prace serwisowe są realizowane przez dostawcę systemu pod ścisłą kontrolą klienta.
2. Model biznesowy każdego z nich uwzględnia z kolei zakup przez klienta – użytkownika, kompletnego systemu na zasadzie inwestycji (CAPEX, capital expenditure, nakład inwestycyjny) bez konieczności wnoszenia corocznych opłat abonamentowych, każdorazowo odnawiających licencje. Jeśli klient życzy sobie przeniesienia kompetencji utrzymania systemu na własne zasoby IT, to istnieje taka możliwość. Pozwala to na utrzymanie systemu w działaniu bez udziału firm trzecich.
3. Własna sieć LTE zapewnia zamknięty obieg transmisji danych, co zapewnia bezpieczeństwo cybernetyczne systemu. System oparty na prywatnym dostępie (Mission Critical LTE) do transmisji głosu, obrazu i danych. Jeśli na terenie obszarów krytycznych zostaną wprowadzone własne wyspowe systemy łączności z jednoczesnym zakłócaniem sieci publicznych (zwłaszcza w obszarze sieci komórkowych), możliwość działań dywersyjnych na tych obszarach zostanie utrudniona.
4. Każdy z naszych produktów zapewnia wewnętrzną możliwość analizy danych pod kątem ich weryfikacji i identyfikacji monitorowanych obszarów swoich obszarów działania.

AMSTA

To oparte na algorytmach sztucznej inteligencji rozwiązanie zaprojektowane do ochrony obiektów i obszarów kluczowych dla bezpiecznego funkcjonowania państwa, takich jak m.in. elektrownie, lotniska, ujęcia wody pitnej, porty, rafinerie, składy i magazyny surowców energetycznych, granice państwa, obszary gospodarki leśnej oraz parki narodowe.

System pozostaje niemal całkowicie pasywny i jest aktywowany przez czujniki sejsmiczne, co dodatkowo minimalizuje możliwość jego wykrycia. Częstotliwości wykorzystywane w wersji bezprzewodowej można dostosować do wymagań użytkownika:

- jest autonomiczna energetycznie. Posiada własny, niezależny moduł zasilający (bateria) gwarantujący działanie systemu liczące w lata (do czterech lat).
- działanie systemu jest oparte o własny kod źródłowy.
- będąc w pełni polskim systemem gwarantuje pozostawienie informacji - świadomości sytuacyjnej, lokalizacji zdarzeń dla naszego użytkownika na jego własnym serwerze.

PIK

Platforma Integracji Komunikacji, to narzędzie do bezpiecznej, dyspozytorskiej komunikacji i wymiany danych zarówno grupowej jak i indywidualnej. Można je oprzeć zarówno o łącza Wi-Fi znajdujące się w obiekcie, jak i o sieci LTE (publiczne lub prywatne). Pozwala na komunikację użytkowników na dużych odległościach bez konieczności budowy własnej infrastruktury radiowej (pod warunkiem dostępu wszystkich użytkowników do sieci, w której znajdują się serwery):

- Produkt jest w całości Polski i zapewnia szyfrowanie komunikacji zgodnie ze standardami określonymi przez 3GPP (MC-PTT) i umożliwia pracę z wykorzystaniem standardowych telefonów lub radiotelefonów dostępnych na rynku.
- Poza komunikacją głosową, zapewnia również transmisję obrazu, komunikatów tekstowych, jak i danych lokalizacyjnych.

WINES

Jednym z podstawowych, agresywnych sposobów pozyskiwania informacji przez wroga służby specjalne jest podsłuchiwanie osób kluczowych w państwie, poprzez

monitowanie ich głosu oraz strumienia Internetu w drodze faktycznego podsłuchu telefonów (smartfonów), czy terminali wyposażonych w karty SIM.

WINES jest w 100% urządzeniem służącym do kontrwywiadowczej ochrony przed takimi atakami. Analizuje on pasmo techniczne telefonu komórkowego (tez wszystkich operatorów, w czasie rzeczywistym. Wykrywa i analizuje ataki polegające na przechwytywaniu sygnału komórkowego, realizowanego przez fałszywe (szpiegowskie) stacje bazowe:

- może działać jako stacjonarne urządzenie ochraniające bardzo ważne obiekty państwowe i ich personel.
- może być zintegrowany z inną, zamkniętą siecią urządzeń ochraniających rozległe obszarowo obiekty.
- system całkowicie pasywny, nieemitujący żadnego promieniowania, a więc jest praktycznie niemożliwy do wykrycia,
- w sytuacji wzmożonej działalności mającej na celu identyfikację naszego urządzenia, jego czas aktywnego działania jest tak krótki, że inne counter systemy nie zdążą zadziałać.
- stanowisko operatora systemu WINES jest całkowicie niewidoczne (ulożenie w dowolnym miejscu, podyktowanym względami operacyjnymi lub też działać jako urządzenie przenośne, podróżujące wraz z najważniejszymi osobami w państwie.

Rozdział 18

Nowoczesne systemy łączności oraz heterogeniczne platformy UAV w aspekcie Systemów Zarządzania Kryzysowego

Janusz Dudczyk

Dział Walki Elektronicznej WB Electronics SA
Instytut Systemów Łączności, Wydział Elektroniki,
Wojskowa Akademia Techniczna

18.1. Wprowadzenie

System Zarządzania Kryzysowego w Polsce jest wieloszczeblowy i składa się z kilku komponentów, wśród których można wymienić między innymi: organy zarządzania kryzysowego, organy opiniodawczo-doradcze (właściwe w sprawach inicjowania i koordynowania działań w zakresie zarządzania kryzysowego) oraz centrów zarządzania kryzysowego, które utrzymują ciągłą gotowość do pojęciach ww. działań. Z systemem zarządzania kryzysowego bezpośrednio skorelowane jest zarządzanie kryzysowe, które stanowi swoistą konwergencję działalności organów administracji publicznej polegającą na kierowaniu bezpieczeństwem narodowym, zapobieganiu sytuacjom kryzysowym, reagowaniu w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowych oraz usuwaniu ich skutków i odtwarzaniu zasobów wraz z infrastrukturą krytyczną. W ww. proces zarządzania kryzysowego wpisują się zagrożenia natu-

ralne i nienaturalne, techniczne oraz wojenne na wszystkich poziomach, począwszy od lokalnego, poprzez wojewódzki aż do szczebla centralnego. Realizacja sprawnego i efektywnego zarządzania nie jest możliwa bez właściwie zaprojektowanego systemu łączności w każdej jego warstwie, a co za tym idzie, podejmowaniu działań na każdym z ww. szczebli zarządczych. W związku z powyższym, zasadnym jest podjąć analizę dotyczącą technologii krytycznych, które determinują sprawność każdego systemu zarządzania kryzysowego. Wśród tych technologii należałoby wymienić w pierwszej kolejności system łączności zapewniający właściwą organizację sieci, zasięg oraz przepływność. System tego typu powinien być „uszyty” na miarę potrzeb SZK oraz zapewnić integrację z innymi podsystemami łączności (rozwijanymi przez różne podmioty zaangażowane w działania) o różnych sposobach dostępu do widma, pracę w terenie silnie zurbanizowanym dla stref braku bezpośredniej widoczności łączy radiowych typu NLOS (ang. Non Line Of Sight) oraz minimalizować pasożytnicze skutki propagacji wielodrogowej sygnału radiowego. Poza systemem łączności, kolejnym obszarem jest technologia dotycząca źródeł zasilania, które powinny cechować się dużą wydajnością maksymalizującą czas pracy autonomicznej takiego źródła, małą wagą oraz niskimi kosztami logistycznymi, które należy rozumieć jako zakup, magazynowanie i utylizację tych źródeł. Ostatni obszar technologii krytycznych to integracja różnych sensorów i efektorów w SZK oraz intuicyjny interfejs użytkownika. Wspomniana powyżej integracja sensoryczna polega na łączeniu sensorów i efektorów ochrony technicznej, w tym ochrony perymetrycznej (systemy detekcji i śledzenia), sensorów obserwacji w różnym zakresie długości fali z automatyczną detekcją (wspomaganych narzędziami sztucznej inteligencji) oraz wielokryterialnej analizy i przetwarzaniu detekowanych sygnałów dla procesu decyzyjnego. Wszystkie wymienione powyżej obszary technologii krytycznych stanowią zagadnienia interdyscyplinarne z różnych obszarów dziedzin nauki oraz techniki i na chwilę obecną nie ma optymalnych rozwiązań oraz implementacji ww. technologii dla Systemów Zarządzania Kryzysowego.

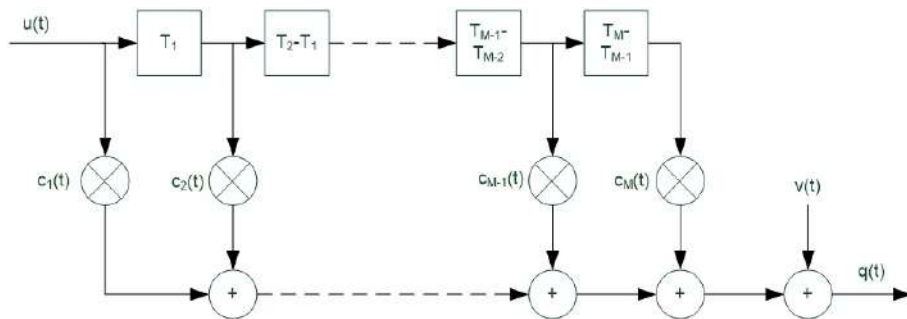
18.2. Nowoczesny system łączności w aspekcie Systemu Zarządzania Kryzysowego

System łączności (w tym systemy teletransmisyjne, systemy komutacyjne i systemy użytkowników) stanowi obszar technologii krytycznych nie tylko w zakresie jego adaptacji w Systemach Zarządzania Kryzysowego, ale i w szeregu innych zastosowaniach systemów telekomunikacyjnych w aplikacjach cywilnych i militarnych na całym świecie. Szczególnym przykładem braku rozwiązań optymalnych dla systemów łączności są programy tzw. „Żołnierza Przyszłości” (ang. Future Soldier) [1,2]

jakie obecnie realizowane są w niemalże każdym państwie naszego globu. Dzieje się tak dlatego, iż urządzeniom łączności stawiane są bardzo duże wymagania pod względem przepływności danych, zasięgu łączności radiowej, bezpieczeństwa i niezawodności transmisji, wymiarów, masy, długości czasu pracy oraz komunikacji i mechanizmów wymiany informacji w połączonych działaniach interoperacyjnych na różnych szczeblach dowodzenia i zarządzania. W obszar wymagań, jakie powinien spełniać system łączności, wpisuje się jeszcze jedna bardzo ważna funkcjonalność polegająca na zapewnieniu jego użytkownikowi niezawodnej łączności bez względu na warunki terenowe. Powyższe należy rozumieć następująco: system łączności, a co za tym idzie, tworzące go urządzenia radiokomunikacyjne muszą posiadać odpowiedni zasięg umożliwiający pokrycie znacznego obszaru działań inicjujących i koordynujących w zakresie zarządzania kryzysowego w różnych warunkach z punktu widzenia propagacji fali radiowej, takich jak: teren otwarty, obszar wiejski, aglomeracja miejska silnie zurbanizowana, obszar leśny oraz obszary wewnątrz budynków, tuneli, zawałisk, itp.

18.3. Parametry pracy systemu łączności oraz analiza kanału transmisyjnego

Nowoczesny system łączności w Systemie Zarządzania Kryzysowego powinien zapewnić uodpornioną transmisję radiową na zakłócenia, pracę systemu łączności w każdych warunkach terenowych niezależnie od rodzaju i typu zabudowy oraz łatwość obsługi i możliwość przesyłania danych cyfrowych innych niż sygnał audio.



Rys. 18.1. Model kanału transmisyjnego dla strefy zurbanizowanej

Z uwagi na podstawowy wymóg, jakim jest konieczność utworzenia bezprzewodowego łącza radiowego zapewniającego transmisję w kanale radiowym strumienia danych wideo z sensorów optoelektronicznych np. kamer lub innych sensorów, na-

leży przyjąć, że najbardziej niesprzyjającym scenariuszem pracy urządzeń radiowych jest działanie w strefach silnie zurbanizowanych. Model równoważnego „naziemnego” kanału transmisyjnego dla ww. stref przyjmuje postać przedstawioną na Rys. 18.1 [3]. Kanał transmisyjny estymowany jest poprzez linię opóźniającą z odczepami symbolizującymi opóźnienia będące efektem wielodrogowości odbioru, współczynniki $T_1, T_2, T_3, \dots, T_M$, są odzwierciedleniem opóźnień głównych ścieżek propagacji sygnałów. Współczynniki $ck(t)$ symulują zachowanie się w czasie poszczególnych ścieżek propagacji, natomiast kanał jest zakłócony addytywnym szumem gaussowskim zamodelowanym przez źródło $v(t)$.

Z analizy modelu kanału transmisyjnego wynika, iż charakteryzuje się on selektywnymi zanikami sygnału, wielodrogowością powodująca dyspersję w czasie oryginalnego sygnału, natomiast wybór rodzaju modulacji jest zdeterminowany przez pasmo w wykorzystywanym kanale transmisyjnym. Uwzględniając powyższą analizę, przy wyborze rodzaju modulacji dla systemu łączności należałoby kierować się następującymi przesłankami:

- w rzeczywistym kanale radiowym występuje wiele ścieżek propagacji sygnału;
- ze względu na częstotliwościową i czasową charakterystykę toru transmisyjnego konieczna jest equalizacja toru transmisyjnego dokonywana w torze odbiorczym;
- jeżeli stacje ruchome znajdują się w ruchu występuje przesunięcie dopplerskie odbieranego sygnału (efekt ten ma duże znaczenie z uwagi na często stosowany model synchronicznego toru odbiorczego);
- w kanale transmisyjnym występuje wiele sygnałów zakłócających o charakterze addytywnych szumów gaussowskich bądź impulsowych (należy wziąć pod uwagę możliwość pojawienia się celowych bądź przypadkowych zakłóceń o większej gęstości widmowej występujących w ograniczonym paśmie (tzw. narrowband jamming)).

Bardzo istotnym elementem jest tłumienie sygnału w aspekcie zakresu częstotliwości pracy urządzeń radiowych tworzących system telekomunikacyjny. Częstotliwość pracy powinna zostać wybierana w taki sposób, aby uzyskać minimalne tłumienia fal odbijanych od przeszkód i równocześnie uzyskać zadowalającą dyfrakcję fal na spotykanych w terenie zurbanizowanym przeszkodach. Z drugiej strony, z uwagi na wymóg uzyskiwania zdolności operacyjnej grup ratowniczych/technicznych/operacyjnych wewnątrz budynków, należy uwzględnić kryterium tłumienia fali elektromagnetycznej (elm) propagującej w typowych budowlach. Standardowe modele opracowane na podstawie eksperymentów dotyczących

propagacji fali elm pokazują, że zastosowanie różnych częstotliwości wewnątrz typowych konstrukcji żelbetonowych nie wiąże się z wprowadzaniem dużych zmian tłumienia sygnału do kanału transmisyjnego. Przyjmuje się, że tłumienie dodatkowe wprowadzane przez ściany obiektów budowlanych dla różnych częstotliwości wynosi średnio $10 \div 20$ dB. Stropy wnoszą dodatkowe tłumienie ok. $12 \div 40$ dB. Tłumienie sygnałów o większych częstotliwościach przy przechodzeniu sygnału przez ściany i stropy jest wyraźnie większe. Dane uzyskane w dużych konstrukcjach biurowych dla częstotliwości 150, 450 i 850 MHz pokazują, że tłumienie dodatkowe sygnału dla nadajnika i odbiornika umieszczonego na tym samym piętrze można aproksymować zależnością odcinkową [4]. Pomiarów wykonanych dla częstotliwości 1,9 GHz, 4 GHz i 5,8 GHz w podobnych warunkach wskazują, że dobrą aproksymacją propagacji sygnałów o tych częstotliwościach jest przyjęcie spadku mocy sygnału dla wolnej przestrzeni powiększonego o czynnik 0.6 dB/m. Należy zauważyć, że zmierzone tłumienia wnoszone przez materiały budowlane wykazują bardzo silną zależność tłumienności od zastosowanej częstotliwości.

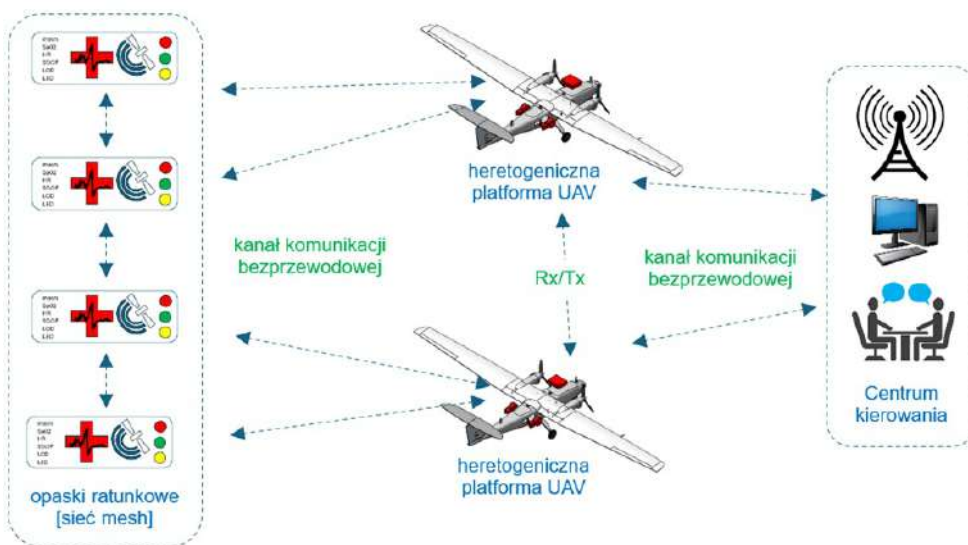
18.4. Wykorzystanie UAV jako retranslacyjnych modułów radiowych

Obecnie platformy UAV są coraz powszechniejsze i dostępne nie tylko dla celów militarnych czy komercyjnych, ale mogą być wykorzystane dla służb ratownictwa medycznego oraz SZK na wszystkich szczeblach jego dowodzenia. W związku z tym, pojawiają się pomysły, aby statki takie prznosiły np. leki czy aparaturę medyczną, np. automatyczny zewnętrzny defibrylator AED (ang. Automated External Defibrillator) w miejsca, do których dotarcie ratowników w sposób konwencjonalny mogłoby być czasochłonne lub niebezpieczne.

W Polsce nie ma przebadanej technologii, na podstawie której można opracować w pełni funkcjonalny system ewakuacji i ratowania poszkodowanych, który umożliwiłby monitorowanie ich stanu zdrowia w sposób ciągły w czasie trwania akcji ratunkowej. Aplikacja retranslacyjnego modułu radiowego na pokładzie UAV do przesyłania danych w sieci radiowej o topologii mesh¹, to kolejny obszar technologii krytycznej, jaka maksymalizuje funkcjonalność systemu zarządzania kryzysowego. Głównym jej celem jest opracowanie sposobu bezprzewodowej transmisji danych

¹Założeniem topologii sieciowej mesh (kratowa, sitowa) jest możliwość komunikacji pomiędzy elementami sieci bez konieczności angażowania jednostki centralnej tej sieci (typu punkt dostępu). W takiej sieci każde urządzenie sieciowe może komunikować się z każdym innym urządzeniem bezpośrednio (jeśli oba urządzenia bezpośrednio ze sobą sąsiadują) lub za pośrednictwem dowolnych innych elementów sieci (gdy element docelowy jest poza bezpośrednim zasięgiem źródła).

z wykorzystaniem metody „ad-hoc mesh” tworzonej przez chmurę UAV, w tym, opracowanie modułu radiowego i organizacji sieci mesh z wykorzystaniem ww. platform bezałogowych. Przykładem aplikacji retranslacyjnego modułu radiowego na pokładzie bezałogowca do przesyłania danych w sieci o ww. topologii jest realizacja projektu badawczo-rozwojowego PBS3/B9/37². System całościowo może służyć wspieraniu procesu ratowania oraz ewakuacji poszkodowanych w klęskach żywiołowych. Opracowane w ramach projektu moduły radiowe zostały zabudowane w opaskach służących do monitorowania stanu zdrowia poszkodowanego. Moduły radiowe współpracując w samoorganizującej się sieci komunikacyjnej umożliwiają wymianę informacji pomiędzy centrum dowodzenia akcją ratunkową, a opaskami umieszczonymi na poszkodowanych monitorującymi stan ich zdrowia oraz dodatkowymi urządzeniami wspierającymi pracę służb ratunkowych, zapewniając tzw. triaż dynamiczny (Rys. 18.2).



Rys. 18.2. Schemat systemu wspomagania działań ratowniczych z zastosowaniem heterogenicznych platform UAV

²PBS3/B9/37 to praca badawczo-rozwojowa dotycząca systemu ewakuacji i ratowania poszkodowanych podczas klęsk żywiołowych „EvaCopNet”. Projekt był współfinansowany przez NCBiR i został zrealizowany w konsorcjum naukowo-przemysłowym (Szkoła Główna Służby Pożarniczej, Wojskowy Instytut Medycyny Lotniczej, Wojskowa Akademia Techniczna, Robotics Inventions Sp. z o.o., WB Electronics S.A). Firma WB Electronics S.A. w ramach powyższej realizacji opracowała protokół wymiany danych w sieci mesh, opracowała i wykonała prototyp modułu radiowego oraz dokonała jego adaptacji na platformie UAV jak i w opaskach poszkodowanych.

18.5. Heterogeniczna platforma UAV

Heterogeniczna platforma UAV rozumiana jest jako bezałogowy statek powietrzny, który na swoim pokładzie posiada zasobnik (ang. payload) wyposażony w różnego typu sensory, np. do teledetekcji biernej (kamery bispektralne, czujniki optyczne), sensory do teledetekcji czynnej (lidary³, radary z syntetyczną aperturą SAR⁴) oraz efekторы różnego typu i przeznaczenia, począwszy od środków łączności radiowej, poprzez czujniki chemiczne, urządzenia rozpoznania radioelektronicznego, aż po efekторы akustyczno-oświetlające [5,6]. Powyższe podejście sprawia, iż używamy bezałogową platformę latającą, która poprzez wyposażenie swego zasobnika w sensory i efekторы różnego typu i przeznaczenia cechuje się polimorfizmem funkcjonalnym⁵. Dzięki temu stanowi ona przewagę nad systemami UAV, które zazwyczaj „uzbraja” się w pojedyncze sensory bądź efekторы [7,8]. Na Rys. 18.3 został przedstawiony zasobnik bezałogowego statku powietrznego o nazwie Fly-Eye, w którym zintegrowano kamerę światła dziennego, kamerę termowizyjną oraz moduł radiowy zapewniający łączność z poszczególnymi uczestnikami akcji ratowniczych niezależnie od warunków propagacji fali elektromagnetycznej. Wniesienie sensora radiowego nad powierzchnię terenu, gdzie prowadzona jest akcja ratownicza, powoduje uzyskanie transmisji radiowej LOS⁶ (ang. Line of Side) po bezpośredniej drodze propagacji fali elektromagnetycznej od źródła do odbiornika, dzięki czemu sygnał radiowy dociera do wszystkich uczestników takiego zdarzenia, a efekty pasożytnicze towarzyszące propagacji radiowej są wtedy minimalizowane [9÷12].

³Lidar (ang. Light Detection and Ranging) to metoda pomiaru odległości poprzez oświetlenie celu światłem laserowym i pomiar odbicia za pomocą czujnika. Różnice w czasie powrotu wiązki lasera oraz zmiana długości fali mogą być następnie wykorzystane do tworzenia trójwymiarowego modelu.

⁴SAR (ang. Synthetic Aperture Radar) to radar z syntetyczną aperturą służący do uzyskiwania obrazów nieruchomych obiektów o wysokiej rozdzielczości. Radar jest wykorzystywany do tworzenia obrazów powierzchni terenu z zastosowaniem technik teledetekcji.

⁵Polimorfizm funkcjonalny to występowanie pojedynczego, autonomicznego urządzenia (np. zasobnika UAV), w którym nastąpiła integracja funkcjonalna kilku różnych sensorów/efektorów, przez co uzyskano wielopostaciowość funkcjonalną, która powszechnie w otaczającej rzeczywistości jest realizowana oddzielnie przez każde urządzenie wyposażone w pojedynczy sensor/efektor.

⁶LOS (ang. Line Of Sight) to propagacja, w której cechą promieniowania elektromagnetycznego lub fal akustycznych jest to, że fale te przemieszczają się po bezpośredniej drodze od źródła do odbiornika. Transmisja elektromagnetyczna obejmuje emisje światła poruszające się po linii prostej. Promienie lub fale mogą ulegać ugięciu, załamaniu, odbiciu lub pochłanianiu przez atmosferę i różnego typu przeszkody co powoduje, że w naturalny sposób są degradowane energetycznie.



Rys. 18.3. Zasobnik heterogenicznej platformy UAV FlyEye (produkcji Grupy WB) z zabudowanym modułem radiowym oraz kamerą świtała dziennego i kamerą termowizyjną

Podstawową cechą stanowiącą o jakości heterogenicznej platformy UAV jest funkcjonalność interfejsu danych, bazująca na integracji informacji pozyskiwanych z jej sensorów w czasie działaniach operacyjnych. Główna funkcjonalność takiego interfejsu powinna bazować na możliwości wyświetlenia obrazu w czasie rzeczywistym dla wybranej lokalizacji, prezentacji mapy obszaru (lub ortofotomapy) na podstawie najświeższych obrazów z georeferencją oraz dołączanie do wyświetlania danych użytkowników (np. mapy wysokościowe, sieć hydrantowa, położenie pojazdów). Rysunek 18.4 przedstawia bezzałogowy latający system obserwacyjny FlyEye zaprojektowany do misji rozpoznawczych, obserwacji pola walki, patrolowania granic i skutków katastrof, monitoringu infrastruktury krytycznej oraz zapewnienia łączności radiowej uczestnikom takiej misji.

Zestaw UAV FlyEye wyposażony jest w zasobnik heterogeniczny, który integruje kamerę bispektralną oraz moduł radiowy, systemy antenowe, naziemną stację kontroli lotu, stację analizy danych oraz тренаżery ze zdolnością do syntetyzowania danych wideo pozyskanych w trakcie misji. Bardzo istotnym elementem jest możliwość tzw. zadaniowania UAV poprzez wskazanie punktu/obszaru do obserwacji w zadanym momencie (obserwację punktu, regularne monitorowanie obszaru, możliwość wyboru rodzaju sensora mieszczącego się w zasobniku platformy bezzałogo-

wej (np. w zależności od sytuacji pogodowej) oraz wskazanie obszaru do wykonania mapy lub jej aktualizacji poprzez proste nałożenie zdjęć z georeferencją oraz możliwość wykonania modelu 3D. Na Rys. 18.5 przedstawiono zobrazowania graficzne przykładowej ortofotomapy przy wykorzystaniu ww. platformy oraz projekcję 3D tego samego obszaru (Rys. 18.6).



Rys. 18.4. Bezzałogowy statek powietrzny FlyEye (produkcji Grupy WB) wyposażony w heterogeniczny zasobnik wraz z wyposażeniem taktycznym



Rys. 18.5. Przykładowa ortofotomapa części elektrowni Łagisza pozyskana przez UAV FlyEye wyposażony w heterogeniczny zasobnik

Źródło: produkt zobrazowania Grupy WB



Rys. 18.6. Chmura punktów oraz projekcja 3D części elektrowni Łagisza

Źródło: produkt zobrazowania Grupy WB

18.6. Zakończenie

Według wstępnych ocen istotną funkcjonalność heterogenicznej platformy UAV dla Systemu Zarządzania Kryzysowego to wykrywanie obiektów charakterystycznych, takich jak sylwetki ludzkie (w szczególności podczas akcji poszukiwawczych i podczas ewakuacji, cenne jest rozróżnienie osób w ruchu od nieruchomych), detekcja pojazdów strażackich i innych służb (z identyfikacją numerów taktycznych) oraz rozróżnienie obiektów nieruchomych i ruchomych w transmisji video. Drugim obszarem zainteresowania jest wykrywanie i klasyfikacja obiektów zniszczonych i uszkodzonych, w szczególności uszkodzonych budynków (dachów i infra-

struktury), uszkodzonych dróg (w tym w szczególności wskazywanie prawdopodobnego braku przejezdności), wykrywanie wody (rozlewiska powodziowe, podtopienia), wykrywanie zwalonych drzew (obszary uszkodzonego drzewostanu, pojedyncze zwalone drzewa), wykrywanie ognia (front pożaru) i obszarów aktywnych na pogorzelisku (pożar lasu i terenów zielonych). Niezwykle użyteczne mogą być również rozwiązania pozwalające na wykrywanie zmian pomiędzy sytuacją obserwowaną a stanem poprzednio zarejestrowanym poprzez kolejne przeloty dronów oraz porównanie materiału z bezzałogowca z archiwalnym materiałem satelitar- nym.

Na podstawie dokonanych analiz, po uwzględnieniu warunków propagacyjnych w obszarach, w jakich realizowane są zadania operacyjne podejmowane w systemach zarządzania kryzysowego, optymalnym zakresem częstotliwości pracy są te, w którym przeważa quasi optyczny typ propagacji fal radiowych [13,14]. W tego typu zakresach istnieją możliwości wygospodarowania wystarczającej liczby kana- łów radiowych oraz obserwuje się akceptowalne natężenie zewnętrznych (zakłóca- jących) pól elektromagnetycznych. Z tego powodu zasadnym jest użycie hetero- genicznych platform UAV, cechujących się polimorfizmem funkcjonalnym, wypo- sażanych w dedykowane systemy łączności, dzięki którym następuje zwiększenie horyzontu radiowego. Zastosowanie multisensorycznej akwizycji danych, zaawan- sowanego przetwarzania i agregacji tych danych oraz zapewnienie płynnej i auto- matycznej rekonfiguracji systemów i efektorów to z całą pewnością domena he- terogenicznych platform UAV, która w dzisiejszej rzeczywistości warunkuje opty- malizację funkcjonalności Systemu Zarządzania Kryzysowego na każdym szczeblu jego dowodzenia.

18.7. Bibliografia

1. Dudczyk J., Mirosław T., *Polski program żołnierza przyszłości*, Kwartalnik Bellona, nr 2, str. 207-215, ISSN 1897-7065, textbf2012.
2. Dudczyk J., Przanowski J., *Application of the Modular Integrator for soldier's C4I System management on the battlefield*. Problems of Mechatronics. Armament, Aviation, Safety Engineering 2017; vol. 8 Nr. 2(28): pp. 9-17. ISSN: 2081-5891. DOI: 10.5604/01.3001.0010.1567, **2017**.
3. Wesołowski K., *Systemy radiokomunikacji ruchomej*. WKŁ, Warszawa, **2003**.
4. Patsiakos S.J., Johnson B.K, Dailing J.L., *Propagation of radio signals inside building at 150, 450 and 850 MHz*. Proc. IEEE Vehicular Techn. Conf. VTC., **1987**.

5. Alvarado M., Gonzalez F., Erskine P., Cliff D., Heuff D., *A Methodology to Monitor Airborne PM10 Dust Particles Using a Small Unmanned Aerial Vehicle*. Sensors, t.17:2, **2017**.
6. Doering D., Benenmann A., Lerm R., Pignaton de Freitas E., Muller I., Winter J.M, Pereira C.E., *Design and Optimization of a Heterogeneous Platform for multiple UAV use in Precision Agriculture Applications*. Journal of Photogrammetry and Remote Sensing 2017, t.47:3, (DOI.org/10.3182/20140824-6-ZA-1003.02261), s. 12272-12277, **2017**.
7. Lee W., Bang H., Leeghim H., *Cooperative localization between small UAVs using a combination of heterogeneous sensors*. Aerospace Science and Technology 2013, t.27:1, (DOI.org/10.1016/j.ast.2012.07.002), s. 105-111, **2013**.
8. Dudczyk J., *Polimorfizm funkcjonalny Modułowego Integratora*. Elektronika: konstrukcje, technologie, zastosowania, t.11 (DOI:10.15199/13.2015.11.27), s. 109-113, **2015**.
9. Seker S., *EM propagation and backscattering discrete model for medium of sparsely distributed lossy random particles*. International Journal of Electronics and Communications, t.61:6, (DOI.org/10.1016/j.aeue.2006.07.005), s. 377-387, **2006**.
10. Razavi A., Glazunow A.A., Kildal P.S., Yang J., *Characterizing Polarization-MIMO Antennas in Random-LOS Propagation Channels*. IEEE Publisher, t. 4, (DOI: 10.1109/ACCESS.2016.2637443), s. 10067-10075, **2016**.
11. Pimienta-del-Valle D., Mendo L., Riera J.M., Gracia-del-Pino P., *Indoor LOS Propagation Measurements and Modeling at 26, 32, and 39 GHz Millimeter-Wave Frequency Bands*. Electronics, t.9:11, (doi.org/10.3390/electronics9111867), **2020**.
12. Walfisch J., Bertoni H.L., *A theoretical model of UHF propagation in urban environments*. IEEE Transactions on Antennas and Propagation, t.36:12, (DOI: 10.1109/8.14401), s.1788-1796, **1988**.
13. Katulski R.J., *Propagacja fal radiowych w telekomunikacji bezprzewodowej*. WKŁ, Warszawa, **2009**.
14. Dacewicz A., *Tłumienie pól elektromagnetycznych przez wybrane materiały budowlane i konstrukcyjne*. KKRRiT, Warszawa, **2002**.

Rozdział 19

Sztuczna inteligencja dla bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej

Tomasz Michalak
IDEAS NCBR

Wydział Matematyki, Informatyki i Mechaniki,
Uniwersytet Warszawski

19.1. Wstęp

Obecne wydarzenia na świecie powodują, że wzrasta zagrożenie dla działalności podmiotów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo energetyczne w kraju i Europie. Potrzeby zabezpieczenia są coraz większe i pomimo ciągłego zwiększania na nie wydatków niewystarczająco realizowane. Systemy energetyczne charakteryzują się różnorodnością, co utrudnia, a wręcz uniemożliwia ochronę indywidualną każdego obiektu zagrożonego atakiem. Doskonalenie efektywności istniejących mechanizmów ochrony staje się koniecznością. Niniejszy tekst ma na celu przedstawienie najnowocześniejszych metod i możliwości zautomatyzowania podejmowania decyzji o wyborze istotnych zasobów bezpieczeństwa. Sposobem na osiągnięcie takiego celu jest zastosowanie sztucznej inteligencji, która posiada zdolność zwiększania wydajności istniejących zoptymalizowanych systemów. Skuteczność tego typu rozwiązań potwierdzają rozwiązania zastosowane w ochronie infrastruktury w USA. Badania nad tym obszarem, ich efekty i powstałe oprogramowanie stanowią te-

mat działalności zespołu „AI dla bezpieczeństwa” utworzonego w ramach ośrodka badawczo-rozwojowego IDEAS NCBR w celu ochrony infrastruktury w Polsce i Europie.

19.2. Ochrona sieci elektroenergetycznych stwarza liczne wyzwania z kilku głównych powodów

Przed wszystkim sieci elektroenergetyczne są wielkimi i wysoce skomplikowanymi systemami, składającymi się z bardzo dużej liczby połączonych ze sobą komponentów, w tym elektrowni, linii przesyłowych, stacji transformatorowych i sieci dystrybucyjnych.

Niestety, problem ten najczęściej się pogłębia wraz ze wzrostem zaawansowania technologicznego infrastruktury energetycznej. Nowoczesne technologie poprawiają wydajność, ale jednocześnie powodują zwiększenie poziomu skomplikowania systemów i ich podatności na przypadkowe awarie i celowe ataki. Po drugie, w wyniku bezprecedensowego rozwoju technologicznego zbiór potencjalnych zagrożeń wobec sieci elektroenergetycznych gwałtownie się zwiększa, zarówno w wymiarze kinetycznym, jak cybernetycznym. Szczególną uwagę w sferze kinetycznej należy zwrócić na platformy bezałogowe, których możliwości rosną skokowo, co obserwujemy podczas wojny rosyjsko-ukraińskiej.

W obliczu zmieniającego się i rozszerzającego katalogu zagrożeń, pomimo zwiększonego zainteresowania bezpieczeństwem infrastruktury, a także nowych działań i inwestycji w tym zakresie, zasoby bezpieczeństwa pozostaną ograniczone w stosunku do potrzeb. Wymusza to zastosowanie innowacyjnych rozwiązań i technologii. Przedmiotem niniejszego wystąpienia jest omówienie zaawansowanych metod, które ułatwiają zautomatyzowane podejmowanie decyzji w zakresie alokacji zasobów bezpieczeństwa czy wzmocnienia odporności. Rozważane metody opierają się na wykorzystaniu sztucznej inteligencji, która pozwala na istotne zwiększenie wydajności dostępnych technik optymalizacyjnych. Wdrożenia podobnych rozwiązań w zakresie ochrony wybranych obiektów infrastruktury krytycznej w USA okazały się bardzo skuteczne. W niniejszym tekście przedstawimy przegląd tego obszaru badań oraz rozwiązania i oprogramowanie opracowane przez zespół „AI dla bezpieczeństwa” utworzony w ramach ośrodka badawczo-rozwojowego IDEAS NCBR w celu ochrony infrastruktury w Polsce i Europie.

Pole do wykorzystania metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce jest bardzo szerokie: od optymalizacji zarządzania siecią i produkcją energii, poprzez prognozowanie zapotrzebowania na energię, diagnostykę i utrzymanie, po kwestie bezpieczeństwa sieci. W niniejszym tekście skupimy się na dwóch zagadnieniach

związanych z zastosowaniem metod sztucznej inteligencji w zwiększeniu bezpieczeństwa sieci, tj.:

- zastosowaniu metod sztucznej inteligencji do optymalizacji wykorzystania posiadanych zasobów bezpieczeństwa, ze szczególnym naciskiem na bezpieczeństwo fizyczne,
- wykorzystaniu metod sztucznej inteligencji do wzmocnienia systemowej odporności sieci elektroenergetycznych.

19.3. AI wspomaga optymalizację posiadanych zasobów bezpieczeństwa

Od połowy lat 2000 w USA wprowadzono kilka rozwiązań wykorzystujących metody sztucznej inteligencji w połączeniu z teorią gier i metodami optymalizacyjnymi w celu ochrony obiektów infrastruktury krytycznej. Celem tych rozwiązań jest udzielanie osobom zarządzającym ochroną wsparcia, aby mogły podejmować lepsze i bardziej efektywne decyzje dzięki zoptymalizowaniu użycia dostępnych zasobów wobec istniejącej oceny ryzyka. Zasoby bezpieczeństwa są rozmieszczone w najbardziej efektywny sposób, tak by osiągnąć ich maksymalną skuteczność. Rozwiązania tego rodzaju wdrożone lub testowane w USA w kontekście ochrony infrastruktury krytycznej to przede wszystkim:

- ARMOR[1] – rozwiązanie służące optymalizacji harmonogramu patroli na lotnisku LAX Los Angeles Airport. Jego wprowadzenie wiązało się z ponad trzykrotnym wzrostem skuteczności, mierzonym liczbą wykrytych przestępstw.
- IRIS[2] – rozwiązanie służące do optymalizacji tras i harmonogramu ochrony w ramach programu U.S. Air Marshals (pracownicy służb bezpieczeństwa zatrudnieni na pokładach samolotów).
- PROTECT[3] – rozwiązanie służące do optymalizacji bezpieczeństwa portów i wybrzeży w Bostonie i Nowym Jorku.
- TRUSTS[4] – rozwiązanie stworzone w celu zapobiegania wyludzeniom przejazdów i przeznaczone dla systemu transportu kolejowego w Los Angeles.

Powyższe rozwiązania modelują zagadnienie obrony infrastruktury krytycznej jako strategiczną interakcję między obrońcą a atakującym. W tym kontekście naturalnym wyborem metodologicznym jest teoria gier, która pomaga zrozumieć

potencjalne zachowania graczy i opracować optymalną strategię efektywnej dystrybucji ograniczonych zasobów bezpieczeństwa przez obrońcę. Tym niemniej, by wdrożyć tego typu rozwiązania w rzeczywistości, kluczowym wyzwaniem stają się kwestie obliczeniowe, gdyż standardowe techniki optymalizacji okazują się często zbyt mało wydajne.

W szczególności, przestrzenie decyzyjne w złożonych i wielkoskalowych środowiskach infrastruktury krytycznej, takiej jak infrastruktura energetyczna, są ogromne. Oznacza to, że liczba możliwych strategii i działań, które mogą zostać podjęte przez graczy, np. obrońców i napastników, jest najczęściej niewyobrażalnie duża. Narzędziem odgrywającym obecnie kluczową rolę w poprawie efektywności metod optymalizacyjnych stały się techniki sztucznej inteligencji. Metody sztucznej inteligencji umożliwiają lepsze skalowanie istniejących podejść i pozwalają szybko przybliżać wyniki kosztownych obliczeń przy zachowaniu gwarancji proponowanego przybliżonego rozwiązania. Korzysta się w tym kontekście, między innymi, z doświadczeń wypracowanych przy budowie silników sztucznej inteligencji do gry w szachy czy grę go.

Zespół „AI dla bezpieczeństwa” w ośrodku badawczo-rozwojowym IDEAS NCBR buduje rozwiązania oparte na sztucznej inteligencji dla optymalizacji ochrony różnych typów infrastruktury krytycznej. Aktualnie zespół koncentruje się na opracowywaniu oprogramowania do ochrony sieci kolejowych w ramach wspólnego projektu ze Strażą Ochrony Kolei.

19.4. AI dla wzmocnienia systemowej odporności sieci elektroenergetycznych

Drugim kluczowym obecnie problemem jest identyfikacja najbardziej wrażliwych na potencjalne ataki elementów sieci elektroenergetycznej oraz zaproponowanie najlepszych jej usprawnień. Zmierzenie się z tym problemem jest celem projektu R-GRID, realizowanego w ramach programu NATO Nauka dla Pokoju i Bezpieczeństwa.

W projekcie stworzone zostanie narzędzie wykorzystującego sztuczną inteligencję do ochrony systemu sieci elektroenergetycznej. Projekt uwzględnia jeden z priorytetów współpracy wskazanych w 2023 r. przez Wspólną Grupę Roboczą NATO-Ukraina ds. Współpracy Naukowej i Środowiskowej, których celem jest zapewnienie rozwiązań bieżących i przyszłych potrzeb Ukrainy. W projekcie R-GRID zajmujemy się budowaniem narzędzia służącego do identyfikacji krytycznych elementów sieci elektroenergetycznej czy elementów mających wpłynąć na zwiększenie jej odporności oraz stabilności. W szczególności, zadaniem symulatora R-GRID będzie

wsparcie decydentów w podejmowaniu kluczowych decyzji strategicznych w zakresie identyfikacji krytycznych komponentów sieci elektroenergetycznej czy modelowania ulepszeń elementów infrastruktury energetycznej. Projekt jest realizowany przez międzynarodowe konsorcjum, w którego skład wchodzi: Polskie Towarzystwo Bezpieczeństwa Narodowego, Ukrainian Institute for the Future, IDEAS NCBR Sp. z o.o. oraz Laurea University of Applied Sciences. Projekt zaplanowany jest na 2 lata i otworzy drogę do wdrażania oraz wykorzystania R-GRID w praktyce.

19.5. Bibliografia

1. Pita J. i in., *Using game theory for Los Angeles Airport security*, „AI Magazine”, t. 30, nr 1, s. 43–57, <https://doi.org/10.1609/aimag.v30i1.2173>, **2009**.
2. Tsai J. i in., *Iris – a tool for strategic security allocation in transportation networks*, Proceedings of the 8th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems (AAMAS 2009), s. 37–44, (materiały z poszczególnych konferencji AAMAS są dostępne na: <https://dl.acm.org/conference/aamas/proceedings>).
3. Shieh E. i in., *Protect: A deployed game theoretic system to protect the ports of the United States*, Proceedings of the 11th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems (AAMAS 2012), t. 1, s. 13–20.
4. Yin Z. i in., *Trusts: Scheduling randomized patrols for fare inspection in transit systems*, Proceedings of the Twenty-Sixth AAAI Conference on Artificial Intelligence (AAAI 2012), t. 26, nr 2, s. 2348–2355 (materiały z poszczególnych konferencji i sympozjów AAAI są dostępne na: <https://aaai.org/aaai-publications/aaai-conference-proceedings/>), **2012**.

Rozdział 20

Standaryzacja i certyfikacja cyberbezpieczeństwa urządzeń i systemów przemysłowych

Dariusz Rogowski⁽¹⁾, Michał Chrobak⁽²⁾,
Artur Kozłowski⁽³⁾

(1) Grupa Badawcza Standaryzacja i Certyfikacja Cyberbezpieczeństwa,
Sieć Badawcza Łukasiewicz, Instytut Technik Innowacyjnych EMAG

(2) Departament Bezpieczeństwa i Infrastruktury IT, Sieć Badawcza
Łukasiewicz, Instytut Technik Innowacyjnych EMAG

(3) Sieć Badawcza Łukasiewicz, Instytut Technik Innowacyjnych EMAG

20.1. Wprowadzenie

Standaryzacja i certyfikacja cyberbezpieczeństwa systemów i komponentów stosowanych w infrastrukturach krytycznych może istotnie przyczynić się do zwiększenia ich odporności na coraz częściej przeprowadzane cyberataki poprzez wprowadzanie skutecznych poprawek bezpieczeństwa niwelujących podatności oraz stosowanie ciągłej analizy ryzyka zwiększającej świadomość potencjalnych zagrożeń.

Rozwój przemysłu 4.0 charakteryzuje się tym, że coraz więcej systemów, w tym także związanych z elektroenergetyką i inteligentnymi sieciami oraz opomiarowaniem jest zintegrowanych z systemami zarządzania i monitorowania. Z jednej strony przynosi to poprawę efektywności, ale z drugiej strony zwiększa ryzyko cy-

berataków na komponenty tych systemów. Przykłady takich ataków jak „Black Energy” (2015, Ukraina) lub „Colonial Pipeline attack” (2021, USA) przypominają, że stanowią one duże zagrożenie dla funkcjonowania nawet całych państw.

Zatem utrzymanie i ochrona infrastruktury krytycznej przed zagrożeniami staje się dużym wyzwaniem dla operatorów i stanowi o bezpiecznym funkcjonowaniu kraju. Standaryzacja i certyfikacja cyberbezpieczeństwa może być wsparciem dla producentów i integratorów systemów w ramach projektowania bezpiecznych produktów, w których będą implementowane zabezpieczenia zgodne z wymaganiami bezpieczeństwa informatycznego i przemysłowego określonymi w normach lub specyfikacjach technicznych.

Zatem zapewnienie bezpiecznych, niezawodnych i zaufanych produktów, procesów i usług w infrastrukturach krytycznych, w tym elektroenergetyce, jest zagadnieniem złożonym i obszernym, ponieważ obok norm i specyfikacji musi także uwzględniać coraz więcej implementowanych uregulowań prawnych krajowych i europejskich, wynikających z członkostwa Polski w Unii Europejskiej.

O skali wyzwań związanych z zapewnieniem zgodności z ustawodawstwem świadczą przykłady tylko kilku aktów, takich jak: ustawa o KSC (Krajowy System Cyberbezpieczeństwa), rozporządzenie Akt o cyberbezpieczeństwie CSA (Cybersecurity Act), dyrektywa NIS2 (Network and Information Systems Security) lub przyjęty w styczniu tego roku europejski program certyfikacji cyberbezpieczeństwa oparty na standardzie Common Criteria – EUCC (EU Common Criteria-based Cybersecurity Certification Scheme), a także planowana dyrektywa o cyberodporności CRA (Cyber Resilience Act) lub programy certyfikacji cyberbezpieczeństwa rozwiązań dla sieci 5G lub sztucznej inteligencji (AI).

W celu zastosowania kompleksowego i zrównoważonego podejścia do zapewnienia bezpieczeństwa infrastruktur krytycznych, integrującego uregulowania prawne i zagadnienia techniczne certyfikacji bezpieczeństwa rozwiązań sprzętowych, informatycznych i przemysłowych, należy wprowadzić do codziennej praktyki programy certyfikacji i oceny cyberbezpieczeństwa. Programy te stosowane przez niezależną trzecią stronę, w postaci akredytowanych laboratoriów badawczych i jednostek certyfikujących, pozwalają istotnie zwiększyć poziom uzasadnionego, czyli opartego na dowodach, zaufania do zaimplementowanych zabezpieczeń.

W Łukasiewicz – EMAG rolę trzeciej strony spełniają laboratorium oceny bezpieczeństwa ITSEF (IT Security Evaluation Facility) oraz Jednostka Certyfikująca Wyroby (JCW), które zapewniają niezależną weryfikację bezpieczeństwa produktów zgodnie z normami cyberbezpieczeństwa teleinformatycznego (IT) oraz przemysłowego (OT, Operational Technology). Producenci uzyskują możliwość projektowania i oceny architektury bezpieczeństwa swoich produktów zarówno na po-

ziomie IT i OT na określonym poziomie uzasadnionego zaufania informatycznego oraz przemysłowego.

W kolejnym rozdziale zostaną opisane zakresy usług laboratorium ITSEF oraz JCW w kontekście zapewnienia wsparcia dostawców i operatorów infrastruktur krytycznych w projektowaniu i budowie rozwiązań spełniających wymagania w zakresie cyberbezpieczeństwa. Wykonanie oceny i certyfikacji cyberbezpieczeństwa w Łukasiewicz – EMAG wzmacnia kompatybilność produktów z wymaganiami bezpieczeństwa IT i OT, co w przypadku integracji usług z różnych branż i gałęzi przemysłu przyczynia się do zwiększenia odporności na zagrożenia zarówno informatyczne, jak i przemysłowe. Najpierw przedstawiony zostanie kontekst oceny i certyfikacji bezpieczeństwa produktów informatycznych, a w kolejnym rozdziale produktów przemysłowych.

20.2. Certyfikacja cyberbezpieczeństwa urządzeń informatycznych

Laboratorium oceny bezpieczeństwa produktów teleinformatycznych ITSEF, posiadające akredytację Polskiego Centrum Akredytacji (PCA) nr AB 1781, działa w ramach Centrum Badań i Certyfikacji Łukasiewicz – EMAG. Laboratorium oferuje usługi oceny bezpieczeństwa zgodnie z uznanym międzynarodowym standardem Common Criteria (ISO/IEC 15408) „Wspólne kryteria do oceny bezpieczeństwa technologii informatycznych” (ang. Common Criteria for Information Technology Security Evaluation), stosując metodykę oceny zabezpieczeń CEM (ang. Common Evaluation Methodology) opisaną w standardzie ISO/IEC 18045.

Zgodnie z tymi normami, laboratorium ITSEF wykonuje badania według mierzalnych poziomów uzasadnionego zaufania (ang. Evaluation Assurance Level, EAL). Poziomy te definiują rygoryzm i szczegółowość wykonanej oceny bezpieczeństwa produktu za pomocą wymagań uzasadniających zaufanie (ang. Security Assurance Requirements, SAR). Ocena dostarcza dowodów, że zabezpieczenia działają poprawnie i skutecznie, a potencjalne podatności nie będą mogły być wykorzystane przez agentów zagrożeń. Laboratorium prowadzi badania na czterech poziomach uzasadnionego zaufania od EAL 1 do EAL 4+, z uwzględnieniem procesów zarządzania usterkami bezpieczeństwa, które obejmują: dokumentację użytkownika i projektową, cykl życia produktu, bezpieczeństwo środowiska wytwarzania produktu, testowanie funkcjonalności zabezpieczeń, analizę podatności i testy penetracyjne.

Badania mają na celu potwierdzenie, że zabezpieczenia chronią krytyczne zasoby produktu przed atakami o co najmniej podwyższonym potencjale ataku (ang.

Enhanced-Basic) na poziomie EAL 4, co odpowiada poziomowi wysokiemu (ang. High) według rozporządzenia CSA. Ataki tego typu realizowane są przez agentów zagrożeń, którzy posiadają podwyższoną motywację, specjalne umiejętności oraz wykorzystują do ataków zaawansowane środki techniczne. Norma CC w celu ochrony przed atakami określa wymagania na funkcjonalność zabezpieczeń (ang. Security Functional Requirements, SFR) implementowanych w produkcie, m.in. w zakresie takich aspektów bezpieczeństwa jak: ochrona komunikacji, ochrona kryptograficzna, ochrona danych użytkownika, identyfikacja, uwierzytelnianie i autoryzacja, ochrona prywatności, ochrona funkcji zabezpieczających, kontrola dostępu.

Użytkownicy produktów potrzebują zaangażowania niezależnej trzeciej strony w proces oceny bezpieczeństwa, ponieważ oczekują także gwarancji i zwiększonego zaufania do tego, że produkty będą posiadać skuteczne zabezpieczenia chroniące przed atakami i zagrożeniami cybernetycznymi. Oczekują, że będą mieli możliwość oceny produktów ze względu na oferowany poziom bezpieczeństwa i wyboru takiego z nich, który najbardziej będzie odpowiadać potrzebom bezpieczeństwa wynikającym z konkretnego ich zastosowania.

Producenci przedstawiają własne deklaracje bezpieczeństwa, że zastosowane przez nich zabezpieczenia są skuteczne na podstawie przeprowadzonych samodzielnie badań i testów, załączając często te deklaracje do dokumentacji produktów. Jednakże dla użytkowników, zgodnie z ich oczekiwaniami, jest to obecnie niewystarczające, gdyż potrzebują niezależnego potwierdzenia wiarygodności tych deklaracji. Dlatego też źródłem takiego potwierdzenia mogą być niezależne i akredytowane laboratoria oceny bezpieczeństwa i jednostki certyfikujące. Tym samym, własna deklaracja producenta jest uzupełniana certyfikatem bezpieczeństwa wydanym na podstawie wyników badań laboratorium i JCW. Produkty posiadające certyfikat bezpieczeństwa wydany przez niezależne instytucje, akredytowane przez Polskie Centrum Akredytacji, nie tylko cechują się zwiększonym zaufaniem do stosowanych zabezpieczeń, ale także stanowią silną konkurencję na rynku bezpiecznych produktów.

Laboratorium ITSEF powstało w wyniku realizacji projektu badawczego, pt.: „Krajowy schemat oceny i certyfikacji bezpieczeństwa oraz prywatności produktów i systemów IT zgodny z Common Criteria (KSO3C)”. Projekt został sfinansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach II programu „CyberSecIdent – Cyberbezpieczeństwo i eTożsamość”.

W wyniku realizacji projektu został opracowany pierwszy polski program oceny i certyfikacji bezpieczeństwa produktów informatycznych zgodny z Common Criteria. Dzięki temu, Polska uzyskała status autoryzowanego członka międzynarodowo-

wych porozumień: europejskiego SOG-IS (ang. Mutual Recognition Agreement of Information Technology Security Evaluation Certificates) oraz międzynarodowego CCRA (ang. Arrangement on the Recognition of Common Criteria Certificates).

Porozumienia te są podstawą wzajemnego uznawania certyfikatów bezpieczeństwa wydawanych przez ich członków, w tym także przez Polskę. Laboratorium ITSEF jest wpisane na listę laboratoriów autoryzowanych w obydwu porozumieniach, co oznacza, że spełnia wszystkie wymagania dotyczące laboratoriów badawczych zgodnych z Common Criteria. Ponadto laboratorium ITSEF posiada licencję Jednostki Certyfikującej NASK do prowadzenia badań zgodnie z normą Common Criteria.

Oznacza to, że producenci rozwiązań IT mogą zwrócić się do laboratorium ITSEF w celu wykonania oceny produktu na ustalonym poziomie uzasadnionego zaufania EAL. Rezultaty badań są przekazywane do Jednostki Certyfikującej w NASK, która w procesie certyfikacji wydaje dla produktu certyfikat bezpieczeństwa Common Criteria. Certyfikat jest publikowany na stronach internetowych międzynarodowych porozumień SOG-IS i CCRA, co umożliwia produktowi konkurowanie z innymi certyfikowanymi rozwiązaniami.

Niezależna ocena i certyfikacja produktu dają korzyści nie tylko użytkownikom, ale także producentom rozwiązań informatycznych. W trakcie oceny, producenci mają możliwość wprowadzania poprawek do konstrukcji urządzenia w celu spełnienia wymagań bezpieczeństwa i tym samym poprawy ich jakości i skuteczności. Ponadto, producenci opracowujący nowe produkty mogą odpowiednio zaprojektować jego zabezpieczenia, aby były zgodnie z wymaganiami normy. Takie podejście do projektowania znacznie przyspiesza proces oceny oraz zmniejsza ryzyko powstania błędów w funkcjach zabezpieczających, które będą trudne do usunięcia w gotowym już produkcie. Laboratorium ITSEF korzysta z usług konsultacji niezależnych ekspertów w dziedzinie projektowania zabezpieczeń, którzy wspomagają producentów w trakcie opracowywania nowych produktów.

Wśród korzyści należy też przede wszystkim podkreślić zgodność wykonywanych badań bezpieczeństwa w laboratorium ITSEF z ustanowionymi i będącymi przedmiotem przyszłych prac uregulowań europejskich w dziedzinie certyfikacji cyberbezpieczeństwa takich jak CSA, EUCC, CRA.

Warto także zwrócić uwagę na polskie uregulowania, m.in. Ustawę o Krajowym Systemie Cyberbezpieczeństwa (KSC), która aktualizowana jest do nowych wymagań postawionych w Dyrektywie NIS2, uwzględniającej nowe zagrożenia wynikające z postępującej cyfryzacji oraz zwiększającej się liczby nowych rodzajów cyberataków. Powyższe uregulowania nakładają obowiązki na producentów produktów, właścicieli procesów i zasobów oraz dostawców usług IT w zakresie zapewnienia

odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa i odporności na zagrożenia teleinformatyczne na trzech poziomach bezpieczeństwa podstawowym (ang. Basic), istotnym (ang. Substantial) i wysokim (ang. High). Z kolei poziomy te odpowiadają rygorystyczności i szczegółowości poziomów EAL normy Common Criteria dla prowadzonych analiz podatności i wynikających z nich testów penetracyjnych rozwiązań IT.

Laboratorium ITSEF, prowadząc badania zgodnie z normą Common Criteria oraz wymaganiami porozumień SOG-IS i CCRA, jest jednocześnie zgodne z europejskimi regulacjami w tym zakresie. Dzięki temu polscy producenci rozwiązań informatycznych oraz ich użytkownicy uzyskują możliwość niezależnej oceny bezpieczeństwa, a także projektowania zabezpieczeń zgodnie ze standardami, które zwiększają zaufanie i podnoszą konkurencyjność polskich produktów.

Produkty oceniane przez ITSEF obejmują: rozwiązania sprzętowe, sprzętowo-programowe lub programowe posiadające jakiekolwiek wbudowane zabezpieczenia do ochrony przetwarzanych i przechowywanych zasobów; implementacje algorytmów kryptograficznych; oprogramowanie, aplikacje mobilne; urządzenia sieciowe, diody danych, sondy bezpieczeństwa; czujniki inteligentne; bazy danych i systemy operacyjne. Zatem obejmują wszelkie rozwiązania, które mogą być stosowane w infrastrukturach krytycznych.

Systemy sterowania i automatyki przemysłowej (ang. Industrial Automation and Control Systems, IACS) oraz ich komponenty, elementy infrastruktury krytycznej, elementy inteligentnych sieci elektroenergetycznych budowane są w oparciu o technologie i rozwiązania stosowane w informatyce, dlatego mogą podlegać ocenie w laboratorium ITSEF. Laboratorium stosuje metody oceny komponentów przemysłowych w oparciu o przemysłowe standardy wymagań bezpieczeństwa, co zostało opisane w kolejnym rozdziale.

20.3. Certyfikacja cyberbezpieczeństwa urządzeń przemysłowych

Laboratorium ITSEF, w ramach akredytacji AB 1781, oferuje także usługi oceny bezpieczeństwa komponentów IACS oraz urządzeń przemysłowych zgodnie z międzynarodową normą IEC 62443-4-2. Norma ta określa wymagania techniczne bezpieczeństwa, które muszą być spełnione przez komponenty systemów przemysłowych. Laboratorium posiada także procedury wykonywania audytu wraz z kryteriami oceny środowiska wytwarzania bezpiecznych produktów zgodnie z normą przemysłową IEC 62443-4-1 w całym cyklu życia produktu.

Użytkownicy produktów stosowanych w przemyśle, w szczególności użytkow-

nicy komponentów systemów automatyki i sterowania, takich jak stacje operatorские, interfejsów człowiek-maszyna, sterowników programowalnych, zabezpieczeń stosowanych w stacjach elektroenergetycznych, mierników inteligentnych energii i innych mediów, oczekują stosowania skutecznych zabezpieczeń przed zagrożeniami i atakami cybernetycznymi.

Podobnie jak w przypadku produktów IT, producenci urządzeń przemysłowych także stosują własne deklaracje, że stosowane przez nich zabezpieczenia są skuteczne. Jednakże użytkownicy oczekują, aby produkty były oceniane i certyfikowane, przez niezależne i akredytowane instytucje, co pozwoli im dodatkowo zwiększyć zaufanie do oferowanych produktów i ich zabezpieczeń. Uzyskanie zwiększonego zaufania do zabezpieczeń produktu IACS jest możliwe w procesach oceny i certyfikacji odpowiednio w ITSEF i JCW ustanowionych w Łukasiewicz – EMAG.

Laboratorium ITSEF wykonuje także badania zgodności wg dostarczonych przez klienta specyfikacji technicznych, dzięki którym użytkownik może uzyskać potwierdzenie spełniania wymagań z niezależnego, akredytowanego laboratorium.

Dzięki temu producenci rozwiązań przemysłowych uzyskują dodatkowe potwierdzenie własnej deklaracji bezpieczeństwa, a także mają możliwość uzyskania certyfikatu dla swojego produktu. Certyfikat wydawany jest w wyniku procesu certyfikacji realizowanego przez akredytowaną JCW zgodnie z akredytacją PCA nr AC 053, w programie certyfikacji CBC-1a ustanowionym w Łukasiewicz – EMAG.

Metody oceny urządzeń IACS stosowane w ITSEF, program certyfikacji JCW oraz akredytacje zostały uzyskane w ramach realizacji projektu badawczego pt. „System oceny i certyfikacji cyberbezpieczeństwa - lekkie programy certyfikacji (CyberBEAM), 2021 – 2024” realizowanego w ramach konsorcjum utworzonego przez Naukową i Akademicką Sieć Komputerową - Państwowy Instytut Badawczy (Lider projektu) oraz Łukasiewicz – EMAG (współwykonawca). Projekt jest finansowany przez NCBiR w ramach programu CyberSecIdent IV (Cyberbezpieczeństwo i e-Tożsamość), nr umowy: CYBERSECIDENT/489595/IV/NCBR/2021.

Przedmiotem projektu jest rozwinięcie działalności NASK - PIB i Łukasiewicz - EMAG w zakresie oceny zgodności i certyfikacji cyberbezpieczeństwa, a w szczególności opracowanie i wdrożenie programów oceny i certyfikacji cyberbezpieczeństwa w zakresie przemysłowego Internetu Rzeczy (ang. Industrial IoT, IIoT) oraz komponentów automatyki przemysłowej (IACS).

W ramach projektu opracowano procedurę oraz kryteria audytu zgodnie z normą IEC 62443-4-1 zawierającą wymagania na proces wytwarzania produktu opisane w ośmiu praktykach:

- Praktyka 1. Zarządzanie bezpieczeństwem (Security management, SM);

- Praktyka 2. Specyfikacja wymagań bezpieczeństwa (Specification of security requirements, SR);
- Praktyka 3. Bezpieczeństwo na etapie projektowania (Security by design, SD);
- Praktyka 4. Bezpieczna implementacja (Secure implementation, SI);
- Praktyka 5. Weryfikacja bezpieczeństwa i walidacja testowania (Security verification and validation testing, SVV);
- Praktyka 6. Zarządzanie usterkami bezpieczeństwa (Management of security-related issues, DM);
- Praktyka 7. Zarządzanie aktualizacjami bezpieczeństwa (Security update management, SUM);
- Praktyka 8. Wytyczne bezpieczeństwa (Security guidelines, SG).

Norma IEC 62443-4-1 pozwala także na ocenę poziomu dojrzałości procesów (ang. Maturity level, ML) realizowanych w ramach wspomnianych praktyk. Poziomy ML są stosowane w celu wsparcia producenta w ocenie gotowości procesów do wytwarzania bezpiecznego produktu. Dzięki wykonanej ocenie możliwe jest np. wykrycie, że przedsiębiorstwo nie jest gotowe do stosowania wszystkich procesów na tym samym poziomie dojrzałości. Informacja taka może pomóc producentowi na wdrożenie działań doskonalących w celu poprawy jakości wytwarzanych produktów, a tym samym poprawy ich bezpieczeństwa.

Ocena środowiska rozwojowego oraz cyklu życia wytwarzania produktu pozwala na doskonalenie projektowania, testowania i implementacji zabezpieczeń, co jednocześnie pozwala przedsiębiorcy na certyfikację procesu wytwarzania. Umożliwia to oferowanie powtarzalnego, kontrolowanego w całym cyklu życia bezpiecznego produktu, posiadającego dodatkowe potwierdzenie utrzymywania wysokiej jakości wytwarzania produktu.

Laboratorium ITSEF wykonuje ocenę bezpieczeństwa gotowych komponentów IACS wg normy IEC 62443-4-2, która opisuje wymagania techniczne bezpieczeństwa komponentów IACS, w szczególności takich jak: urządzenia wbudowane (ang. Embedded Device, ED), urządzenia sieciowe (ang. Network Device, ND), urządzenia typu host (ang. Host Device, HD) i oprogramowanie (ang. Software Application, SA). Norma zawiera siedem technicznych wymagań fundamentalnych (ang. Foundational Requirements, FR):

- FR 1. Identyfikacja i uwierzytelnianie (Identification and Authentication Control, IAC).
- FR 2. Kontrola użycia (Use Control, UC).
- FR 3. Integralność systemu (System Integrity, SI).
- FR 4. Poufność danych (Data Confidentiality, DC).
- FR 5. Ograniczony przepływ danych (Restricted Data Flow, RDF).
- FR 6. Terminowa odpowiedź na zdarzenia (Timely Response to Events, TRE).
- FR 7. Dostępność zasobów (Resource Availability, RA).

Każde wymaganie FR zawiera kilka lub kilkanaście wymagań dla komponentu IACS, oznaczanych w skrócie CR (ang. Component requirement). Wymagania CR mogą zawierać rozszerzenia (ang. Requirement Enhancement, RE), które zawierają dodatkowe wymagania względem podstawowego CR, i które są wymagane na wyższych poziomach bezpieczeństwa SL (ang. Security Level).

Norma określa cztery poziomy bezpieczeństwa od SL 1 do SL 4. Kombinacja wymagań CR i rozszerzonych wymagań REs określa możliwy do osiągnięcia poziom SL przez dane urządzenie. Jeśli komponent spełnia dane wymaganie, to oznacza, że jeżeli zostanie on prawidłowo skonfigurowany i zaimplementowany w systemie IACS, to może osiągnąć docelowy poziom bezpieczeństwa SL bez stosowania żadnych dodatkowych, wspomagających środków bezpieczeństwa. Poszczególne poziomy bezpieczeństwa SL oznaczają, że zabezpieczenia zaimplementowane w komponencie IACS zapewniają:

- SL 1 – ochronę przed przypadkowym naruszeniem.
- SL 2 – ochronę przed świadomym naruszeniem prostymi środkami, gdy sprawca dysponuje podstawowymi środkami, ma ogólne umiejętności i niską motywację.
- SL 3 – ochronę przed świadomym naruszeniem za pomocą zaawansowanych środków, gdy sprawca dysponuje średnimi zasobami, umiejętnościami specyficznymi dla IACS i przeciętną motywacją.
- SL 4 – ochronę przed świadomym naruszeniem za pomocą zaawansowanych środków, gdy sprawca dysponuje umiejętnościami specyficznymi dla IACS i wysoką motywacją.

W laboratorium ITSEF wykonuje się oceny bezpieczeństwa urządzeń przemysłowych i wydaje się sprawozdania z badań ze znakiem akredytacji na danym poziomie SL. Sprawozdanie z badań może być przekazane przez producenta dalej do procesu certyfikacji urządzenia realizowanego w JCW. Ocena bezpieczeństwa realizowana w ITSEF obejmuje takie urządzenia jak: komponenty przemysłowych systemów automatyki i sterowania, w tym stosowane w energetyce, opomiarowaniu, sieciach energetycznych i podstawach elektroenergetycznych.

Należy podkreślić dodatkowo fakt, że usługi oceny bezpieczeństwa oferowane przez laboratorium ITSEF są zgodne z wytycznymi ram oceny i certyfikacji cyberbezpieczeństwa dla przemysłowych komponentów systemów automatyki i sterowania, ICCF (ang. IACS Components Cybersecurity Certification Framework, ICCF) opracowanymi przez europejską grupę badawczą ERNCIP (ang. The European Reference Network for Critical Infrastructure Protection). Dzięki temu polscy producenci i użytkownicy uzyskują szansę na projektowanie i użytkowanie bezpiecznych produktów, które będą mogły jednocześnie konkurować na rynku europejskim. Ponadto niezależni eksperci z Łukasiewicz – EMAG oferują usługi konsultacyjne pozwalające przygotować produkt i jego dokumentację do procesów oceny i certyfikacji. Oferują wsparcie w przygotowaniu specjalnego dokumentu w postaci zadania zabezpieczeń dla komponentu przemysłowego, który określa podstawowe zasoby krytyczne urządzenia, zagrożenia, cele zabezpieczeń i zakres wymagań CR z normy IEC 62443-4-2 dla ocenianego produktu.

20.4. Podsumowanie

Procesy oceny i certyfikacji realizowane odpowiednio przez akredytowane laboratoria i jednostki certyfikujące mogą wspierać producentów w uzyskaniu zgodności z aktami prawnymi dotyczącymi wymagań cyberbezpieczeństwa, np. z wymaganiami dyrektywy NIS2. Jednym z jej wymagań jest stosowanie własnych lub nabytych certyfikowanych produktów, usług i procesów. Celem pierwszej wersji dyrektywy NIS było wzmocnienie zdolności cyberbezpieczeństwa w całej Unii oraz łagodzenie zagrożeń dla sieci i systemów informatycznych wykorzystywanych w kluczowych sektorach i zapewnienie ciągłości świadczonych przez nie usług. Druga wersja (NIS2) powstała w wyniku szybko postępującej transformacji cyfrowej i powstających silnych powiązań pomiędzy instytucjami, co skutkuje powstawaniem nowych rodzajów cyberzagrożeń. W odpowiedzi na te zagrożenia konieczne było ustanowienie nowych reguł dla skoordynowanych reakcji dostawców usług kluczowych.

Oferowane przez ITSEF usługi oceny cyberbezpieczeństwa oraz usługi certyfikacji oferowane przez Jednostkę Certyfikującą Wyroby realizowane odpowiednio

zgodnie z normami Common Criteria oraz IEC 62443-4-1 i IEC 62443-4-2 wspierają producentów w projektowaniu produktów wg koncepcji zapewnienia bezpieczeństwa już od etapu projektowania (ang. security by design) i koncepcji zapewnienia bezpiecznych domyślnych ustawień (ang. security by default). Komponenty projektowane zgodnie z nimi umożliwiają z kolei na budowanie pogłębionej ochrony (ang. Defense-in-depth) dla złożonych systemów przemysłowych. Bezpieczne komponenty IACS i inne urządzenia przemysłowe stanowią solidną podstawę dla kolejnych stref bezpieczeństwa systemu pogłębionej ochrony rekomendowanej przez standard IEC 62443.

Certyfikacja bezpieczeństwa wspomaga także osiągnięcie zgodności z postanowieniami aktu o cyberodporności (CRA), który wprowadza wymagania cyberbezpieczeństwa dla produktów z elementami cyfrowymi, które stanowią często elementy infrastruktury krytycznej. Certyfikacja cyberbezpieczeństwa umożliwia realizację głównych celów wymagań CRA. Pierwszy cel to wspomaganie producentów w poprawianiu bezpieczeństwa produktów, począwszy od etapu projektowania oraz przez cały cykl życia. Drugi cel osiągany jest poprzez certyfikaty bezpieczeństwa, które umożliwiają użytkownikom uwzględnianie cyberbezpieczeństwa i poziomów zaufania przy wyborze produktów z elementami cyfrowymi stosowanymi u dostawców usług kluczowych lub ważnych zgodnie z dyrektywą NIS2.

Programy oceny i certyfikacji oferowane przez Łukasiewicz – EMAG umożliwiają producentom produktów przemysłowych i IT zwiększenie zaufania klientów do tych produktów oraz poprawę konkurencyjności polskich produktów. Jednocześnie usługi oceny oferowane przez akredytowane laboratorium ITSEF oraz JCW, zgodne z Aktem o cyberbezpieczeństwie (CSA) oraz europejskim programem certyfikacji cyberbezpieczeństwa (EUCC), mogą być sprzedawane na rynku europejskim dla w krajach, w których dotychczas nie funkcjonują narodowe programy certyfikacji.

Podsumowując, standaryzacja i certyfikacja cyberbezpieczeństwa urządzeń i systemów przemysłowych wspiera producentów oraz dostawców usług kluczowych w osiągnięciu zgodności z wymaganiami cyberbezpieczeństwa oraz w realizacji obowiązków dostawców usług w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych.

W dyrektywie NIS2 dla sektora kluczowego – energetyka, podsektora – energia elektryczna, rodzaju podmiotu – przedsiębiorstwa energetyczne oraz operatorzy dystrybucyjni i przesyłowi, określono następujące obowiązki w zakresie bezpieczeństwa:

- Stosowanie proporcjonalnych środków do zarządzania ryzykiem: uwzględnianie wszystkich zagrożeń i ochrona przed incydentami.

- Obowiązkowe szkolenia dla kadry kierowniczej i zalecane dla pracowników.
- Stosowanie własnych lub nabytych certyfikowanych produktów, usług i procesów ICT (artykuł 24 dyrektywy); zalecane korzystanie z kwalifikowanych usług zaufania.
- Zgłaszanie incydentów poważnych do odpowiedniego CSIRT (Computer Security Incident Response Team) / właściwego organu (do 24 h, do 72 h).
- Powiadamianie odbiorców usług o poważnych incydentach oraz środkach zaradczych.
- Zawiadamianie o uczestnictwie w mechanizmach wymiany informacji.

Laboratorium ITSEF oraz JCW zapewniają certyfikację produktów, usług i procesów oraz dodatkowo zapewniają wsparcie w realizacji powyższych obowiązków. Korzyści w zakresie bezpieczeństwa są niewątpliwe i obejmują spełnienie wymagań prawnych i technicznych specyficznych dla branży, zwiększenie zaufania i przewagi konkurencyjnej oraz zwiększenie ogólnego bezpieczeństwa IT i OT, oraz ochrony ważnych zasobów i danych w infrastrukturach krytycznych.

Rozdział 21

Główne problemy bezpieczeństwa OT

Dariusz Rogowski⁽¹⁾, Michał Chrobak⁽²⁾,
Artur Kozłowski⁽³⁾

(1) Grupa Badawcza Standaryzacja i Certyfikacja Cyberbezpieczeństwa,
Sieć Badawcza Łukasiewicz, Instytut Technik Innowacyjnych EMAG

(2) Departament Bezpieczeństwa i Infrastruktury IT, Sieć Badawcza
Łukasiewicz, Instytut Technik Innowacyjnych EMAG

(3) Sieć Badawcza Łukasiewicz, Instytut Technik Innowacyjnych EMAG

21.1. Wprowadzenie

W dzisiejszych czasach, infrastruktura technologii operacyjnej (ang. Operational Technology, OT) stoi w obliczu wielu wyzwań związanych z cyberbezpieczeństwem. Poniżej przedstawiono kilka wybranych kluczowych problemów związanych z ochroną sieci i systemów OT:

- Przystarzała infrastruktura informatyczna – wiele systemów OT powstało w latach 90. i na początku lat 2000. Te systemy często nie były projektowane z myślą o bezpieczeństwie, co stanowi duże wyzwanie, także w kontekście braku odpowiednich aktualizacji.
- Brak podstawowej wiedzy i kwalifikacji związanych z cyberbezpieczeństwem – wiele organizacji nie posiada wystarczających zasobów do zapewnienia,

monitorowania i utrzymania bezpieczeństwa swoich systemów.

- Słaba kontrola dostępu do systemów – niekontrolowany dostatecznie dostęp osób trzecich może prowadzić do naruszenia bezpieczeństwa, nadużyć lub zniszczenia zasobów.
- Brak podstawowej wiedzy na temat różnic w wymaganiach bezpieczeństwa pomiędzy systemami IT i OT, które może prowadzić np. do błędnej konfiguracji systemu i w konsekwencji zaburzenia jego pracy.
- Brak pełnego wglądu w operacje systemów OT, co może utrudniać wykrywanie i reagowanie na incydenty.
- Zbyt głęboka integracja systemów informatycznych zarządzania przedsiębiorstwem z systemami OT, prowadząca do zwiększenia prawdopodobieństwa ataków z sieci publicznych i umożliwiająca wykorzystanie wektorów ataków typowych dla sieci IT.
- Zbyt czułe systemy bezpieczeństwa, generujące dużą liczbę alertów, mogą powodować zmęczenie alertami i być przyczyną ignorowania sygnałów o potencjalnych zagrożeniach.
- Zbyt duża złożoność narzędzi do zarządzania bezpieczeństwem OT, która wymaga intensywnych i długotrwałych szkoleń operatorów, a także prowadzi do częstych błędów w obsłudze i konfiguracji tych narzędzi.
- Wiele proponowanych na rynku narzędzi skutecznie stosuje środki zaradcze, ale dopiero po wykryciu naruszenia i nie umożliwia predykcji potencjalnych zagrożeń, co może nie być akceptowalne w przypadku niektórych systemów OT.

Podsumowując, cyberbezpieczeństwo infrastruktury OT to skomplikowane i wielowymiarowe wyzwanie. Wymaga ono zarówno technicznej wiedzy, jak i zrozumienia specyfiki operacji OT. W miarę jak technologia się rozwija, tak samo rosną wyzwania związane z ochroną infrastruktury OT. Do zapewnienia wystarczająco skutecznej ochrony systemów OT i ich komponentów, wiele standardów bezpieczeństwa rekomenduje podobny w zawartości zestaw podstawowych wymagań i zasad do stosowania w trakcie budowy systemów.

21.2. Rekomendowane wymagania bezpieczeństwa dla OT

Infrastruktura operacyjna (OT) często obejmuje systemy i urządzenia używane w sektorach takich jak przemysł, energetyka, transport czy telekomunikacja, czyli stanowiących infrastrukturę krytyczną kraju. Dla ich skutecznej ochrony proponuje się stosowanie co najmniej następujących zasad:

- Izolacja sieci: Infrastruktura OT powinna być izolowana od sieci internetowej oraz innych systemów IT. To minimalizuje ryzyko ataków z zewnątrz. Architektura sieciowa powinna uwzględniać obszary dla odpowiednich klas urządzeń, aby również wewnątrz infrastruktury zapewnić izolację i tym samym spełniać założenia zero-trust, tj. nieufaniu urządzeniom w sieci wewnętrznej, gdyż każde z nich może zostać zaatakowane i przejęte przez cyberprzestępców.
- Uwierzytelnianie i autoryzacja: Wszystkie osoby mające dostęp do systemów OT powinny być jednoznacznie uwierzytelnione i mieć odpowiednie uprawnienia. Dodatkowo zdarzenia o uwierzytelnieniach powinny być zbierane w centralnym miejscu i korelowane poprzez systemy klasy SIEM (Security Information and Event Management), aby możliwa była identyfikacja anomalii w użyciu kont użytkowników.
- Monitorowanie i wykrywanie zagrożeń: Systemy OT powinny być monitorowane w czasie rzeczywistym w celu wykrycia nieprawidłowości lub ataków. Kluczowe jest, aby zapewnić pełną widoczność w sieciach OT, tj. monitorować wszystkie urządzenia i obszary sieciowe. Każde urządzenie sieciowe może być celem ataku, zatem ważnym jest monitorowanie ruchu sieciowego z możliwością analizy protokołów sieciowych używanych w sieciach przemysłowych, celem wykrycia analizy nieprzewidzianej komunikacji między urządzeniami, co może świadczyć o ataku.
- Szybka reakcja na incydenty: W razie ataku lub awarii konieczne jest szybkie działanie w celu zminimalizowania skutków. Aby osiągnąć ten cel, należy zapewnić w organizacji odpowiedni zespół ds. cyberbezpieczeństwa, który będzie pełnił rolę SOC (Security Operation Center) i monitorował zdarzenia w zastosowanych narzędziach cyberbezpieczeństwa, a w przypadku zidentyfikowania złośliwych lub podejrzanych sytuacji, miał opracowane odpowiednie procedury postępowania, aby szybko wyeliminować zagrożenie.

- **Bezpieczeństwo fizyczne:** Infrastruktura OT powinna być chroniona przed dostępem osób nieuprawnionych. Składa się na to zarówno monitoring wizyjny jak również kontrola dostępu do kluczowych obszarów i pomieszczeń. Należy opracować podział organizacji na odpowiednie strefy bezpieczeństwa oraz nadać określonym osobom stosowne uprawnienia do poruszania się po obiekcie.

Architektura sieci i systemów OT, które implementują powyższe zasady mogą się przyczynić do zwiększenia ich ochrony przed zagrożeniami. Jednakże można zaproponować komplementarne rozwiązanie, które dodatkowo podniesie skuteczność i wzmocni tę ochronę poprzez integrację z rozwiązaniami SOC. Zgodnie z doświadczeniami Centrum Usług Bezpieczeństwa w Łukasiewicz-EMAG, organizacje, które podeszły holistycznie do zagadnień bezpieczeństwa, uwzględniając zarówno specyfikę środowiska IT jak i odmienną specyfikę środowisk OT, do których trzeba zastosować indywidualne podejścia, przekładały się na dużo lepszą ochronę, która jest łatwiejsza w zarządzaniu oraz mniej obciążająca organizację.

21.3. Integracja OT w SOC

Integracja systemów OT z SOC jest kluczowa dla zapewnienia pełnej widoczności i skutecznej ochrony przed zagrożeniami cybernetycznymi. Realizacja tej integracji wymaga zwrócenia uwagi na trzy podstawowe kwestie: zarządzanie technologią, specjalistyczne umiejętności oraz usługi zarządzania.

Zarządzanie technologią. Zintegrowany OT w SOC ma inne wymagania niż segmentowane systemy, do których mogą być przyzwyczajeni dyrektorzy IT, którzy często wdrażają rozwiązania cyberbezpieczeństwa znane w świecie IT do środowisk OT. Ważne jest, aby upewnić się, że rozwiązania OT mogą być zintegrowane z dedykowanymi narzędziami do ochrony zasobów OT. Sieci OT różnią się od sieci IT, stąd narzędzia IT do ochrony cybernetycznej nie sprawdzają się w sieciach OT i należy zastosować rozwiązania tworzone z myślą o infrastrukturach OT, gdzie najważniejszym aspektem jest ciągłość działania procesu technologicznego. Usługi takie jak automatyzacja procesów, przekazywanie logów i wykrywanie intruzów zwiększą widoczność systemu i pomogą zarządzać cyklem życia zagrożeń.

Specjalistyczne umiejętności. Utrzymanie zespołu z niezbędnymi umiejętnościami do zarządzania systemem jest jednym z największych wyzwań dla centrum operacji bezpieczeństwa (SOC). Firmy powinny rozważyć, jak mogą wykorzystać istniejący personel (lub inne nowe osoby IT) i wprowadzić je do tych koncepcji. Często firmy korzystają z usług konsultantów specjalizujących się w bezpieczeństwie OT. Tacy eksperci pomagają w dostosowaniu infrastruktury do wymagań

SOC i minimalizują luki w bezpieczeństwie. SOC to specjalne centra, które wykorzystują nowoczesne technologie i procedury w celu wykrywania, analizowania, raportowania, reagowania na incydenty związane z cyberbezpieczeństwem oraz zapobiegania im. SOC skupia wszystkie zasoby bezpieczeństwa i wyspecjalizowany personel w ramach pojedynczej jednostki organizacyjnej.

Usługi zarządzania SOC. Usługi zarządzania SOC są świadczone przez firmę zewnętrzną zwykle za ułamek kosztów budowy i utrzymania zespołu wewnętrznego. Dostawca SOCaaS (SOC as a Service) oceni poziom bezpieczeństwa sieci i wdroży odpowiednie narzędzia w celu monitorowania oraz reagowania na zagrożenia. Współpraca z dostawcą usług typu MSSP (Managed Security Service Provider) może zapewnić dostęp do specjalistycznej wiedzy i narzędzi dostosowanych do potrzeb firmy. SOC utrzymywany przez zewnętrznego dostawcę gwarantuje pełną widoczność infrastruktury.

Każda organizacja jest inna, a najlepsze praktyki mogą się różnić w zależności od specyficznych wymagań i celów biznesowych. Zawsze warto skonsultować się z ekspertem ds. bezpieczeństwa, aby zapewnić, że strategia wdrożenia ochrony cyberbezpieczeństwa dla OT jest odpowiednio dostosowana do potrzeb organizacji i można ją zintegrować w SOC dla danej organizacji. W Centrum Usług Bezpieczeństwa Łukasiewicz-EMAG obserwuje się rosnącą potrzebę rynku na tego typu usługi, w szczególności z uwzględnieniem Dyrektywy NIS2 i implementacją jej wymagań.

Właściciele systemów OT powinni mieć wiedzę na temat możliwych usług, które mogą uzyskać w ramach integracji w SOC i na tej podstawie móc decydować o zasadności tego działania. Poniżej krótko scharakteryzowano podstawowe działania SOC oferowane dla systemów OT.

21.4. Usługi SOC dedykowane dla OT

Działania w SOC OT obejmują poniższe obszary analizy danych i pracy z incydentami:

1. Zbieranie i analizowanie danych: SOC zbiera, analizuje oraz koreluje zdarzenia, które zachodzą w sieciach oraz systemach. Dane po automatycznej weryfikacji w systemach są następnie sprawdzane przez analityków.
2. Ocena wpływu incydentu bezpieczeństwa OT na systemy w organizacji: po wykryciu incydentu, SOC ocenia wpływ incydentu bezpieczeństwa OT na posiadane systemy, w szczególności w aspekcie zachowania ciągłości działania procesów technologicznych.

3. Automatyczna analiza i korelacja zdarzeń: SOC wykonuje automatyczną analizę i korelację zdarzeń, korzystając z zaawansowanych technologii, np. opartych na sztucznej inteligencji (ang. Artificial Intelligence, AI).
4. Reagowanie na incydenty: SOC odpowiada na incydenty, które mogą mieć negatywny wpływ na działalność organizacji. To może obejmować kontakt z zespołami odpowiedzialnymi za zarządzanie procesami technologicznymi, doradztwo w zakresie działań niwelujących negatywne skutki incydentu, a także zbieranie brakujących informacji w przypadku bardziej zaawansowanych ataków.

SOC cały czas stosuje działania prewencyjne i prowadzi proaktywną kontrolę, zapobiegając wielu incydom bezpieczeństwa ICT. Cyberbezpieczeństwo jest dynamicznym polem, a zagrożenia cybernetyczne ciągle ewoluują. Regularne przeglądy i aktualizacje zabezpieczeń są niezbędne, aby zapewnić, że zabezpieczenia nadążają za najnowszymi zagrożeniami. Powinno to obejmować zarówno aspekty formalne, tj. przegląd dokumentacji bezpieczeństwa przez wewnętrzny zespół, ale również przez audyty zewnętrzne, jak skuteczność wdrożonych mechanizmów technicznych, poprzez testy penetracyjne, testy socjotechniczne, a nawet ćwiczenia reakcji całej organizacji na określony typ scenariusza incydentu bezpieczeństwa, w który to zaangażowane jest najwyższe kierownictwo i komórki merytoryczne, takie jak działy IT i OT, HR, prawne i PR.

Takie ćwiczenia, choć wymagające dużego zaangażowania organizacji, potrafi zweryfikować czy wszystkie komórki znają swoją rolę w cyberbezpieczeństwie i posiadają właściwe narzędzia komunikacyjne. Ćwiczenia takie realizowane przez Centrum Usług Bezpieczeństwa Łukasiewicz-EMAG pokazują, że nawet najlepiej spisane procedury i wdrożone systemy zarządzania ISO 27001 (bezpieczeństwo informacji) lub ISO 22301 (ciągłość działania) nie zapewniają płynnej i/lub skutecznej obsługi incydentu bezpieczeństwa, gdyż nie są one przećwiczone w praktyce i często są podejmowane działania intuicyjne, a nie systemowe zgodne z procedurami.

Istotnym elementem jest również podnoszenie kompetencji ludzi w organizacji, gdyż niejednokrotnie to człowiek może być najsłabszym elementem całego systemu zabezpieczeń, zatem należy stworzyć program podnoszący świadomość kwestii cyberbezpieczeństwa wśród pracowników. Wszyscy pracownicy powinni być nie tyle świadomi zagrożeń cybernetycznych, ale i wiedzieć, jak na nie reagować. Dotyczy to zarówno osób odpowiedzialnych za zabezpieczanie i zarządzanie systemami, jak również pozostałych pracowników.

21.5. Podsumowanie

Zamieszczone w artykule informacje zostały oparte o wieloletnie doświadczenia Łukasiewicz-EMAG w certyfikacji produktów teleinformatycznych, zarówno przeznaczonych do obszarów OT, jak i IT oraz realizacji usług SOC, szkoleń z cyberbezpieczeństwa i świadomości o zagrożeniach, oraz audytów bezpieczeństwa ISO 27001, ISO 22301.

Na podstawie powyższych informacji, można wyciągnąć następujące wnioski:

- Powołanie zespołu bezpieczeństwa: cyberbezpieczeństwo jest obecnie wpisane w podstawowe działania organizacji, celem zachowania ciągłości działania. Zapewnienie ochrony dotyka bardzo wielu zagadnień organizacyjnych i jest procesem ciągłym, jako odpowiedź na ogromną dynamikę działania cyberprzestępców, tym samym koniecznym jest stworzenie własnego lub posiłkowanie się usługami zewnętrznych zespołów SOC, które zapewnią odpowiednie procesy dotyczące cyberbezpieczeństwa, które przełożą się na zwiększoną odporność organizacji na cyberataki i poprawią jej ciągłość działania.
- Konieczność tworzenia branżowych SOC: każda branża posiada własną specyfikę, dla której występują odmienne procesy, architektury infrastruktury oraz dane. Z perspektywy biznesowej różne są mierniki bezpieczeństwa oraz priorytety do zachowania ciągłości działania organizacji. W efekcie należy zastosować odmienne narzędzia dla różnych branż oraz potrzebne są inne kompetencje zespołów bezpieczeństwa, gdyż muszą rozumieć specyfikę działania systemów, które mają chronić.
- Wypracowanie efektywnej komunikacji pionowej między zespołami SOC: cyberataki często są ukierunkowane na dane branże lub na określony typ podatności. Innymi słowy, metody działania cyberprzestępców w jednej organizacji, będą powielane w innych, zatem wymiana informacji i doświadczeń z ataków w jednym miejscu będzie krytyczna dla obrony przed tą samą grupą przestępczą w innym miejscu. Konieczna jest centralizacja zbierania informacji o atakach, dzięki czemu propagacja informacji o nich będzie mogła być efektywnie rozpropagowana do wszystkich zainteresowanych. Można to osiągnąć tworząc hierarchiczną strukturę SOC, od mikro-SOC na poziomie małych organizacji, poprzez zwykłe SOC, koordynowane przez SOC regionalne i centralny SOC, który może kierować pracą wszystkich SOC w kraju, co jest szczególnie istotne przy atakach kierowanych na wiele podmiotów w kraju, również w tym samym czasie.
- Systemowe podejście do bezpieczeństwa: w celu efektywnego zabezpiecze-

nia organizacji należy to zrealizować poprzez podejście procesowe. Należy zawniasu stworzyć architekturę bezpieczeństwa, zdefiniować procesy które mają podlegać ochronie i zbudować na tej podstawie odpowiednie procedury, dobierając do ich realizacji odpowiednie narzędzia i usługi zewnętrzne.

- Należyte zadbanie o infrastrukturę krytyczną: aby zapewnić odpowiednie bezpieczeństwo kraju oraz jego gospodarke i usługi publiczne, kluczowe jest należyte zadbanie o posiadane w swojej organizacji elementy infrastruktury krytycznej. Pomocne w tym będą wytyczne NIS2, które nakierunkowują organizację, w jaki sposób należy to osiągnąć. Jako akt prawny, który bazuje na ogólnie uznanych normach dotyczących bezpieczeństwa, może być szeroko implementowany w wielu organizacjach, co może być dużo prostszym i szybszym sposobem podniesienia bezpieczeństwa, niż pełne wdrażanie norm ISO. W większości przypadków, sprowadzi się to do powołania zespołu SOC, który obejmie opieką procesy zabezpieczenia i zachowania ciągłości działania organizacji.

Rozdział 22

Nowoczesne systemy ochrony kolejowej infrastruktury krytycznej

Janusz Dyduch⁽¹⁾, Radosław Zawierucha⁽²⁾
(1) Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Komunikacji RP
(2) PKP Informatyka Sp. z o.o.

22.1. Wstęp

Artykuł ma celu zaprezentowanie przekrojowo obszarów infrastruktury krytycznej składających się na całość rozwiązań podsektora transportu kolejowego. Krótka forma tej publikacji wymusza niezwykle syntetyczny i zwięzły opis elementów budujących i wspierających kolejową infrastrukturę krytyczną. Zatem zebrane tu informacje są zaprezentowane w układzie dokonującym opisu w prostym schemacie: obszar infrastrukturalny oraz klasy rozwiązań informatycznych wspierających funkcjonowanie danego obszaru.

22.2. Infrastruktura krytyczna

Ustawa o zarządzaniu kryzysowym określa infrastrukturę krytyczną jako „systemy oraz wchodzące w ich skład powiązane ze sobą funkcjonalnie obiekty, w tym obiekty budowlane, urządzenia, instalacje, usługi kluczowe dla bezpieczeństwa państwa

i jego obywateli oraz służące zapewnieniu sprawnego funkcjonowania organów administracji publicznej, a także instytucji i przedsiębiorców” (7, art.3, pkt. 2 w [1]). Infrastruktura krytyczna ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa państwa i obywateli, jak również zapewnia nieprzerwane i efektywne funkcjonowanie administracji publicznej i przedsiębiorstw. Według Ustawy o zarządzaniu kryzysowym, infrastruktura krytyczna obejmuje systemy: (1) Zaopatrzenia w energię, surowce energetyczne i paliwa, (2) Łączności, (3) Sieci teleinformatycznych, (4) Finansowe, (5) Zaopatrzenia w żywność, (6) Zaopatrzenia w wodę, (7) Ochrony zdrowia, (8) Transportowe, (9) Ratownicze, (10) Zapewniające ciągłość działania administracji publicznej, (11) Produkcji, składowania, przechowywania i stosowania substancji chemicznych i promieniotwórczych, w tym rurociągi substancji niebezpiecznych.

22.3. Ochrona infrastruktury krytycznej

Status infrastruktury krytycznej wiąże się z określonymi działaniami, jakie wymagane są od jej zarządców czy odpowiednich wskazanych podmiotów odpowiedzialnych – w szczególności dotyczy to działań powiązanych z ochroną infrastruktury krytycznej. Ustawa definiuje ochronę infrastruktury krytycznej jako „wszelkie działania zmierzające do zapewnienia funkcjonalności, ciągłości działań i integralności infrastruktury krytycznej w celu zapobiegania zagrożeniom, ryzykom lub słabym punktom oraz ograniczenia i neutralizacji ich skutków oraz szybkiego odtworzenia tej infrastruktury na wypadek awarii, ataków oraz innych zdarzeń zakłócających jej prawidłowe funkcjonowanie...” [art. 3, pkt. 3]. Odpowiedzialność za ciągłość działania infrastruktury krytycznej spoczywa zarówno na administracji rządowej (czy samorządowej), jak i na właścicielach obiektów, urządzeń i instalacji infrastruktury krytycznej.

Identyfikuje się 6 komponentów składowych ochrony infrastruktury krytycznej [2]:

- Ochronę fizyczną: ochronę osób oraz ochrona mienia. Działania zapobiegające przestępstwom przeciwko mieniu, zabezpieczenie wstępu osób nieuprawnionych na teren chroniony oraz zapewnianie bezpieczeństwa życia, zdrowia i nietykalności osobistej.
- Techniczną: odpowiednia budowa i eksploatacja obiektów, urządzeń, systemów czy usług. Do technicznej ochrony infrastruktury krytycznej zalicza się również techniczne środki minimalizacji zakłóceń w funkcjonowaniu czy dostępności.

- Osobową: działania minimalizujące ryzyka powiązane z nieporządnym wpływem działań pracowników czy usługodawców na infrastrukturę krytyczną.
- Teleinformatyczną: działania, rozwiązania i procedury mające minimalizować negatywny wpływ na infrastrukturę krytyczną ewentualnych cyberataków czy błędów w konfiguracji systemów teleinformatycznych wykorzystywanych w infrastrukturze krytycznej.
- Ochronę prawną: działania mające na celu mitygację ryzyka związanego z działaniami podmiotów gospodarczych, które mogły prowadzić do zakłócenia pracy obiektów, systemów, instalacji czy usług infrastruktury krytycznej (jak fuzje, sprzedaż elementów infrastruktury czy przejęcia).
- Plany odtwarzania infrastruktury krytycznej (zespół działań organizacyjnych i technicznych prowadzących do utrzymania i odtworzenia funkcji realizowanych przez IK).

22.4. Kolejowa infrastruktura krytyczna

Niedostępny jest jawny spis komponentów krytycznej infrastruktury kolejowej, nie zostają one również określone w Ustawie z dnia 28 marca 2003 r. o transporcie kolejowym. Wymienione są jednak elementy takie, jak linia kolejowa o znaczeniu państwowym, tj. linia kolejowa której budowa, utrzymanie i eksploatacja uzasadniona jest względami gospodarczymi, społecznymi itp. oraz linia kolejowa o znaczeniu obronnym i wyłącznie obronnym (tj. taka, której utrzymanie i eksploatacja uzasadniona jest względami obronności). Ewidencja wyszczególnionych linii kolejowych o strategicznym znaczeniu dla państwa wskazuje na to, że jeszcze przed powstaniem Ustawy o zarządzaniu kryzysowym ustawodawca dostrzegał potrzebę wydzielenia kolejowej infrastruktury o szczególnym znaczeniu [3].

Na operatorów infrastruktury krytycznej, w tym podmioty kolejowe, na mocy Ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym, nałożony został wymów współpracy w ramach Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej. Ważnym elementem programu jest założenie: „Operatorzy IK mają najlepszą wiedzę i warunki do ograniczenia zagrożeń dla IK, zmniejszania jej podatności na te zagrożenia oraz wyboru najodpowiedniejszych strategii minimalizacji skutków tych zagrożeń. Zgodnie z ustawą o zarządzaniu kryzysowym to im powierzony został obowiązek ochrony obiektów, urządzeń, instalacji i usług infrastruktury krytycznej” [4]. Tym samym operatorzy infrastruktury krytycznej zobowiązani są do przygotowania i wdrażania planów ochrony infrastruktury krytycznej, utrzymywania systemów rezerwowych, wyznaczenia osób odpowiedzialnych za utrzymywanie

kontaktów z podmiotami właściwymi, przekazywania Szefowi Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego informacji dotyczących zagrożeń o charakterze terrorystycznym dla infrastruktury krytycznej oraz współpracy.

W przypadku kolei, podmiotami odpowiedzialnymi są zarządcy infrastruktury. W stanie na 2016 roku, na polskim rynku działało 14 zarządców (gdzie 95,91% linii eksploatowanych zarządzanych jest PKP PLK). Obowiązek utrzymywania i wdrażania planów ochrony infrastruktury krytycznej realizowany jest przez na mocy regulaminu sieci. W jego treści zawarto:

- „Zasady organizacji kolejowego systemu zarządzania kryzysowego w czasie wystąpienia zagrożeń oraz sytuacji kryzysowych na liniach kolejowych zarządzanych przez PKP Polskie Linie Kolejowe S.A. oraz budynkach budowlach przeznaczonych do obsługi osób i rzeczy”;
- „Zasady monitorowania bieżącej pracy eksploatacyjno-przewozowej i postępowania w czasie wystąpienia zagrożeń, sytuacji kryzysowych, innych wydarzeń na liniach kolejowych zarządzanych przez PKP Polskie Linie Kolejowe S.A. oraz budynkach budowlach przeznaczonych do obsługi osób i rzeczy”;
- „Procedury działania na wypadek zaistnienia katastrof naturalnych, ataków terrorystycznych lub sabotażowych, w tym modułów zadaniowych na poszczególne stopnie alarmowe, stopnie alarmowe CRP, strajków i protestów połączonych z blokadą torów i obiektów kolejowych, awarii technicznych” [5].

Krajowy Plan Zarządzania Kryzysowego wspomina również rolę przewoźników pasażerskich. W ramach procedury organizacji ewakuacji obywateli polskich spoza granic kraju, określone jest zadanie przygotowania i skierowanie środków transportu kolejowego do przewozu zagrożonych osób, zakładające współpracę PKP Intercity z PKP PLK S.A. oraz zagranicznymi przewoźnikami w celu uruchomienia przewozów osób zagrożonych. Komponenty infrastruktury kolejowej.

W celu określenia zakresu ochrony infrastruktury kolejowej, w pierwszej kolejności niezbędne jest określenie elementów składających się na infrastrukturę kolejową, oraz kluczowych systemów kolejowych.

Do elementów składających się na infrastrukturę kolejową należą:

- Tory kolejowe, w tym rozjazdy i skrzyżowania torów, wchodzące w ich skład szyny, szyny żłobkowe, kierownice, odbojnice, prowadnice, zwrotnice, krzyżownice i inne elementy rozjazdów, podkłady kolejowe i przytwierdzenia, drobne elementy nawierzchni kolejowej, podsypka w tym tłuczeń i piasek; obrotnice i przesuwnice;

- Podtorze, w szczególności nasypy i przekopy, systemy kanałów i rowów odwadniających, rowy murowane, ściany osłonowe, roślinność posadzona w celu ochrony skarp;
- Obiekty inżynieryjne: mosty, wiadukty, przepusty i inne konstrukcje mostowe, tunele, przejścia nad i pod torami, mury oporowe i umocnienia skarp;
- Nastawnie, urządzenia sterowania ruchem kolejowym, w tym urządzenia zabezpieczające, sygnalizacyjne i łącznościowe na szlaku, w stacjach i stacjach rozrządowych, urządzenia służące do wytwarzania, przetwarzania i dystrybucji prądu elektrycznego do celów sygnalizacji i łączności; budynki, w których takie urządzenia lub instalacje się znajdują; przytorowe urządzenia kontroli bezpiecznej jazdy pociągów i wykrywania stanów awaryjnych w przejeżdżającym taborze; hamulce torowe; urządzenia do ogrzewania rozjazdów;
- Perony wraz z infrastrukturą umożliwiającą dotarcie do nich pasażerom, pieszo lub pojazdem, z drogi publicznej lub dworca kolejowego;
- Rampy towarowe, w tym w terminalach towarowych, wraz z drogami dowozu i odwozu towarów do dróg publicznych;
- Drogi technologiczne i przejścia wzdłuż torów, mury ogradzające, żywopłoty, ogrodzenia, pasy przeciwpożarowe, zasłony odśnieżne;
- Przejazdy kolejowo-drogowe i przejścia w poziomie szyn, w tym urządzenia i systemy służące zapewnieniu bezpieczeństwa ruchu drogowego i pieszego;
- Systemy oświetleniowe do celów ruchu kolejowego i bezpieczeństwa;
- Urządzenia przetwarzania i rozdziału energii elektrycznej na potrzeby zasilania trakcyjnego: podstacje, kable zasilające pomiędzy podstacjami i przewodami jezdnyymi, sieć trakcyjna wraz z konstrukcjami.

Raport ENISA railway cybersecurity [6] wymienia następujące główne systemy wykorzystywane na kolei:

- Konstrukcja rozkładu jazdy: systemy pozwalające na utworzenie rozkładów jazdy dla pasażerów oraz alokację zasobów dla przewoźników;
- Systemy sprzedażowe: systemy rezerwacji miejsc, sprzedaży biletów czy systemy pozyskania i utrzymania klientów;
- Systemy zamawiania trasy pociągu: systemy pozwalające na składanie wniosków o rozkład jazdy u zarządcy infrastruktury kolejowej;

- Systemy zarządzania majątkiem;
- Systemy srk: systemy sterowania ruchem kolejowym, stosowane w celu zapewnienia bezpieczeństwa i sprawności ruchu kolejowego;
- Systemy wspomagające: systemy HVAC, oświetlenia czy zasilania;
- Systemy pasażerskie: systemy informacji pasażerskiej, udogodnienia, systemy wspomagające dostępność infrastruktury;
- Systemy komunikacji: systemy komunikacyjne, w tym radiowe, również te wykorzystywane w prowadzeniu pojazdów;
- Systemy bezpieczeństwa: bezpieczeństwo fizyczne, systemy przeciwpożarowe, diagnostyka, raportowanie usterek, zarządzanie naprawami;
- Systemy korporacyjne;
- Systemy deweloperskie.

Zapewnienie ciągłości działania kluczowych usług podsektora kolejowego, to jest konstrukcji rozkładów jazdy, przewozów pasażerskich i towarowych, wymaga holistycznego podejścia do ochrony poszczególnych komponentów infrastruktury.

22.5. Systemy wspomagające ochronę fizyczną infrastruktury kolejowej

Ze względu na wyjątkową rozległość geograficzną, pełna ochrona fizyczna infrastruktury kolejowej jest wyjątkowo skomplikowanym przedsięwzięciem, wspieranym między innymi przez formacje Straży Ochrony Kolei (powoływane na mocy Ustawy z dnia 28 marca 2003 roku o transporcie kolejowym). Zastosowanie nowoczesnych technologii stanowi ważny komponent mogący podwyższyć poziom bezpieczeństwa elementów infrastruktury, szczególnie tych znajdujących się w odległych lokalizacjach, czy miejsc szczególnie narażonych na zagrożenia zewnętrzne.

Kwestia ochrony dostępu do infrastruktury kolejowej w terenie, w szczególności do pojazdów, zaadresowany został między innymi przez PKP Cargo, które od 2014 prowadzi prace nad monitoringiem transportów węgla czy stali za pomocą dronów wyposażonych w systemy noktowizyjne, w celu odstraszania złodziei ładunków przewozów towarowych. Projekt okazał się dużym sukcesem, obniżając liczbę incydentów o 40% w rok [7].

Szczególnie częstym zagrożeniem dla infrastruktury kolejowej jest zjawisko kradzieży sieci trakcyjnej czy urządzeń związanych z bezpieczeństwem ruchu kolejowego. W celu ograniczenia strat, stosowane są foto-pułapki czy mobilne centra monitoringu, opracowywane są również nowatorskie rozwiązania. Przykładowo, przeprowadzono testy systemu antykradzieżowego opracowanego w współpracy między PKP PLK a NCBiR w ramach programu BRIK – Badania i Rozwój w Infrastrukturze Kolejowej [8]. Systemy, za pomocą czujników umieszczonych na słupach trakcyjnych, pozwala na rozpoznanie działań osób nieuprawnionych przy sieci trakcyjnej, jak również pojazdy. W ten sposób system dodatkowo może zapobiegać wjazdowi pojazdów w uszkodzoną sieć trakcyjną.

Dodatkowej ochrony fizycznej wymagają również dworce kolejowe, ze względu na swoją strategiczną rolę w transporcie pasażerskim oraz wysoki stopień narażenia na ataki terrorystyczne. Poza standardowymi systemami SSWiN, coraz częściej wykorzystywane są zaawansowane systemy VMS wykorzystujące modele rozpoznawania obrazu sztucznej inteligencji w celu zautomatyzowanej detekcji zagrożeń takich, jak pozostawienie bagażu, przekroczenie wirtualnych linii czy w celu pomiaru potoków ludzkich.

22.6. Systemy wspomagające ochronę techniczną infrastruktury kolejowej

Niezawodność i bezpieczeństwo (w rozumieniu safety) są filarami transportu kolejowego i brane są pod uwagę na etapie projektowania większości elementów infrastruktury. Pomimo tego, prowadzone są stale działania mające na celu poprawę niezawodności technicznej i podniesienie dostępności. Drony, wykorzystywane w ramach wsparcia ochrony fizycznej, znajdują również zastosowanie w monitoringu prac torowych. Od 2018 roku PKP PLK zbiera za ich pomocą dane fotogeometryczne, które następnie zasilają systemy pozwalające na skuteczne planowanie prac i diagnostyki. Innym wykorzystaniem dronów w ochronie technicznej infrastruktury kolejowej są rozwiązania pozwalające na monitoring stanu technicznego trakcji, obiektów inżynierskich czy urządzeń sterowania ruchem kolejowym [7].

Analiza danych wykorzystywana jest również w celu rozwoju systemów diagnostyki predykcyjnej [9]: (tj. pozwalającej przewidzieć konieczność wymiany czy naprawy komponentów infrastruktury na podstawie wcześniejszych pomiarów), w zaawansowanych systemach detekcji wad w szynach [10] czy w detekcji uszkodzeń pantografów.

22.7. Systemy wspomagające ochronę osobową infrastruktury kolejowej

Ochrona osobowa na kolei zapewniana jest w głównej mierze przez odpowiednie szkolenie pracowników oraz procedury gwarantujące bezpieczeństwo przejazdów nawet w przypadku błędu ludzkiego. Równocześnie, aktualny paradygmat rozwoju systemów sterowania ruchem kolejowym wprowadza kolejne elementy pozwalające na redukcję ryzyka związanego z błędami w sztuce pracowników. Komponent ETCS (ang. European Train Control System) systemu ERTMS (ang. European Rail Traffic Management System) ma na celu postępującą (wraz z kolejnymi etapami zaawansowania systemu) automatyzację jazdy pociągów, zarówno w warstwie sygnalizacji kabinowej jak i procesu prowadzenia pociągów. Rozwijane są również narzędzia wspomagające rozliczalność serwisantów taboru i systemów sterowania ruchem kolejowym, na przykład za pomocą rozwiązań monitoringu sesji zdalnego dostępu.

22.8. Systemy wspomagające ochronę teleinformatyczną infrastruktury kolejowej

Ze względu na wysokie wymagania bezpieczeństwa infrastruktury kolejowej, wiele z komponentów infrastruktury kolejowej chroniona jest teleinformatycznie na poziomie projektu (poprzez pełne odcięcie od połączenia z siecią). Rozwój technologiczny sprawia jednak, że coraz częstsza staje się konieczność ograniczenia separacji systemów pokładowych czy sterowania ruchem kolejowym, stąd na kolei prowadzone są prace nad rozwojem cyberbezpieczeństwa na styku systemów IT (information technology) i OT (operational technology).

Równocześnie, w ramach usług kluczowych kolei obecne są krytyczne klasyczne systemy informatyczne (np. systemy konstrukcji i zamawiania rozkładu jazdy, sprzedaży biletów czy informacji pasażerskiej). Ochrona tych systemów zapewniana jest poprzez budowę wyspecjalizowanych zespołów cyberbezpieczeństwa, konstrukcję nowoczesnych centrów przetwarzania danych oraz wdrożenia nowoczesnych systemów w poszczególnych Spółkach kolejowych. Jednym z ważnych filarów bezpieczeństwa teleinformatycznego na kolei jest współpraca podmiotów kolejowych w ramach ISAC-Kolej [11]. ISAC-Kolej jest formą partnerstwa publiczno-prywatnego w zakresie współpracy w obszarze cyberbezpieczeństwa w podsektorze transportu kolejowego, stworzonego dla podmiotów działających zarówno branży kolejowej oraz podmiotów publicznych zajmujących się sprawami cyberbezpieczeństwa lub bezpieczeństwa ruchu kolejowego.

22.9. Podsumowanie

Infrastruktura kolejowa stanowi nieodłączny element krajowej infrastruktury krytycznej i jest z nią ściśle powiązana w ramach licznych procesów. Do działania podstawowych usług kolejowych niezbędna jest współpraca licznych elementów infrastrukturalnych oraz systemów, które zarządzane są przez liczne podmioty podsektora kolejowego. Pomimo wysokiego stopnia bezpieczeństwa infrastruktury kolejowej na poziomie projektowania, rozwijane są nowoczesne rozwiązania wspomagające ochronę fizyczną, techniczną, osobową i teleinformatyczną w celu podnoszenia niezawodności.

22.10. Bibliografia

1. Ustawa z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym.
2. Sadowski J., *Ochrona infrastruktury krytycznej: uregulowania prawne*, Autobusy: technika, eksploatacja, systemy transportowe, 19, **2018**.
3. Grabowski K., *Kolejowy system zarządzania kryzysowego w świetle ochrony infrastruktury krytycznej*, Gospodarka materiałowa i logistyka, **2019**.
4. Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej 2020, tekst jednolity.
5. PKP PLK, *Regulamin sieci 2018/2019*, **2017**.
6. ENISA, *Railway Cybersecurity*, **2020**.
7. Lesiak P., *Inspection and maintenance of railway infrastructure with the use of unmanned aerial vehicles*, Problemy Kolejnictwa 188, 115-127, **2020**.
8. Biuro prasowe PKP PLK, *System antykradzieżowy sieci trakcyjnej – eliminacja opóźnień i strat*, <https://www.plk-sa.pl/o-spolce/biuro-prasowe/informacje-prasowe/szczegoly/system-antykradziezowy-sieci-trakcyjnej-eliminacja-opoznien-i-strat-6566>, **2022**.
9. Kljaić Z., Pavković D., Cipek M., Trstenjak M., Mlinarić T.J., Nikšić M., *An Overview of Current Challenges and Emerging Technologies to Facilitate*

Increased Energy Efficiency, Safety, and Sustainability of Railway Transport,
Future Internet, 15, 347, <https://doi.org/10.3390/fi15110347>, **2023**.

10. Bojarczak P., Lesiak P., *Wybrane zagadnienia diagnostyki wizyjnej toru kolejowego*, TTS Technika Transportu Szynowego, 20(2-3), 65-70, **2013**.
11. <https://isac-kolej.pl/>.

Rozdział 23

Roll-out liczników inteligentnych w Polsce w kontekście bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej

Jarosław Wojtulewicz

Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji

23.1. Wstęp

Najważniejsze kwestie które dotyczą procesów zakupowych liczników smart to:

- Udział kompetentnych i dysponujących odpowiednim zapleczem technicznym niezależnych instytucji w procesie sprawdzania, badania, weryfikacji i certyfikacji cyfrowych urządzeń smart grids (niezależne laboratoria weryfikacyjne).
- Zapewnienie pola do uczciwej konkurencji (level-plaing field) dla producentów liczników smart w kontekście nowych regulacji związanych z NIS 2 oraz NZIA oraz w kontekście pomocy publicznej/dotowania produkcji i eksportu w niektórych krajach Azji.
- Utrzymanie suwerenności myśli technicznej i suwerenności technologicznej Polski i Europy jako integralnego elementu polityki energetycznej Polski.

- Budowa i utrzymanie kluczowych elementów łańcuchów wartości w Europie i w Polsce w kontekście bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej przyszłości.
- Kwestia szybkich działań zapobiegawczych koniecznych do podjęcia jeszcze przed wdrożeniem kompleksowego systemu weryfikacji, certyfikacji i dopuszczenia do rynku polskiego (którego jeszcze nie mamy).

23.2. Kontekst i istota problemu

Wprowadzenie w tzw. dyrektywy „Measuring Instruments - MID (2004/22/EC)” wspólnych europejskich wymagań i europejskiego wspólnego systemu dopuszczania do rynku urządzeń pomiarowych różnego typu było kamieniem milowym na drodze do standaryzacji w skali UE. Wymagania te przyjęły wszystkie kraje europejskie łącznie z tymi nie należącymi wówczas do Unii Europejskiej. Dzięki temu, że każdy producent urządzeń starający się sprzedać swoje produkty na jednolitym rynku europejskim wiedział jakie wymagania muszą spełniać jego produkty i jakie badania weryfikacyjne muszą przejść żeby otrzymać certyfikat MID udało się zapewnić jednocześnie konkurencyjne ceny przy gwarantowanych parametrach jakościowych pomiaru. Warto zaznaczyć, że te niezależne od energetyki badania (MID) wykonuje wiele certyfikowanych przez europejskie i narodowe urzędów miar, instytucji i niezależnych laboratoriów.

Niestety ten skutecznie i sprawnie do dziś działający system weryfikacji liczników i przyrządów pomiarowych był ostatnią udaną próbą standaryzacji wymagań i ich sprawdzania przed dopuszczeniem do wspólnego rynku europejskiego. Rynki krajowe i technologie nadal się rozwijały, technologie poszły do przodu a idea unifikacji została jakby zapomniana. W licznikach energii, gazu i ciepła – poza metrologią którą, przynajmniej w części zapewnia MID – stała się komunikacja, parametry jakościowe energii, bezpieczeństwo danych, sterowanie itp./itd. Licznik smart po prostu stał się wielofunkcyjnym terminalem końcowym sieci. Niestety wspólna standaryzacja i normalizacja UE nie nadążyła za tymi zmianami.

Kolejne Dyrektywy UE (Directive 2012/27/EU, (EU) No 910/2014, (EU) 2016/679, (EU) 2018/1725, Directive (EU) 2019/944, Artykuł 24, Artykuł 20) wprowadziły wymagania i harmonogram instalacji w krajach Unii Europejskiej inteligentnych liczników energii. Udało się nawet określić 10 podstawowych europejskich funkcjonalności liczników smart, ale pozwolono krajom członkowskim na wybór i nieobligatoryjne ich stosowanie. Komisja Europejska podjęła nawet inicjatywę unifikacji funkcjonalności i komunikacji liczników smart czyli opracowania otwartego standardu technicznego, który będzie obejmował znacznie więcej niż

tylko obowiązujące do tej pory wymagania metrologiczne określone przez dyrektywę MID. Była to wytyczna KE „Standardization Mandate M/441” z marca 2009 roku „Otwarta architektura dla liczników energii przeznaczonych dla energetyki”. Zamiast jednego przyniosła ona 4 standardy. Raport standaryzacyjny do wytycznej M/441 okazał się zestawieniem czterech najbardziej popularnych otwartych standardów opracowanych zarówno przez firmy energetyczne jak i niektórych producentów. Objęto je oficjalną europejską standaryzacją CEN/CENELEC/ETSI dopuszczając każdy z nich. Niestety niektóre kraje europejskie nie mogąc doczekać się powstania wspólnej europejskiej specyfikacji technicznej dla nowej klasy liczników (smart) zdążyły uruchomić własne procedury standaryzacyjne i weryfikacyjne (np. Włochy, Wlk. Brytania, Holandia, Francja). W praktyce okazało się że standardy i ich specyfikacje techniczne i tak muszą być uzupełniane na poziomie poszczególnych krajów o rozszerzające je szczegółowe wymagania tzw. „companion standards”. Tak zbudowaliśmy sobie krajowe indywidualne krajowe „porządki techniczne” w pomiarach co skutkuje obecnie tym, że producenci liczników na dany kraj UE muszą opracowywać dedykowane na dany europejski rynek krajowy liczniki smart. Brak wspólnych specyfikacji i wymagań zrodził jednak kolejne problemy wynikające z tego że „otwarte standardy z M/441” wyposażone muszą być o notyfikowany w UE szczegółowy krajowy standard techniczny (tzw. companion standard). Urządzenia różnych producentów przeznaczone na dany rynek muszą także jako zweryfikowane i sprawdzone przed dopuszczeniem konkretnego produktu, tak aby były bezpieczne i żeby mogły ze sobą współpracować we wspólnej sieci komunikacyjno-informatycznej. Trzeba było więc zbudować także dodatkowe oddzielne krajowe systemy laboratoriów, które rozszerzą obowiązkowe badania metrologiczne MID o komunikację i współpracę w sieci (a Wlk. Brytanii i Niemczech także o cyberbezpieczeństwo). W dodatku praktycznie każdy kraj UE chciałby eksportować swoją technologię smart grids, czyli swój „companion standard”.

Powstały więc krajowe ośrodki weryfikacji i certyfikacji na „companion standard”. Przykładem jest LAN we Francji (G3 PLC), czy ośrodek w Hiszpanii – TecNALIA. Mamy też producenckie i energetyczne alianse oferujące własne systemy laboratoriów, badań, dopuszczeń i certyfikacji rozszerzającej – jak IDIS czy OSGP realizowane także przez niezależne jednostki jak KEMA czy DNV. Tak czy inaczej większość krajów wdrażających smart metering poradziło sobie jakoś z określeniem ścisłego technicznego krajowego standardu oraz z ustanowieniem mniej lub bardziej niezależnych instytucji/laboratoriów sprawdzających jak liczniki nowej klasy smart poszczególnych producentów „radzą sobie” z dotrzymaniem wymagań specyfikacji krajowej (testy conformance), i jak współpracują one w jednej sieci z licznikami smart innych producentów (testy performance). W niektórych krajach (np. UK, Niemcy) zapewniono i sprawdzono na poziomie krajowym, że dane

urządzenie pomiarowe przed dopuszczeniem na rynek jest badane czy jest „cyfrowo bezpieczne”. Większość krajów pilnuje także i weryfikuje czy do konstrukcji liczników użyto certyfikowanej na lokalnym rynku platformy (weryfikacja chipów) a ostatnio także - zadbano również o to by producent platformy komunikacyjnej nie znalazł się na „liście wysokiego ryzyka” czyli czy produkt nie pochodzi z regionów które mogą budzić podejrzenia o inwigilację (ostatnie regulacje UE dopuszczają warunkowe stosowanie takich list w krajach członkowskich). W Polsce nie mamy jednego standardu dla liczników smart. Każdy z dużych OSD ma inne wymagania, ale co grosza brakuje nawet świadomości że wyroby smart wprowadzane na rynek infrastruktury krytycznej po prostu muszą być obiektywnie zbadane i zweryfikowane aby uniknąć „przykrych niespodzianek” w przyszłości.

Nie wdając się w szczegóły w Polsce mieliśmy kilka „podejść” do naszej krajowej specyfikacji poszerzającej nadal obowiązującą dyrektywę MID. Najważniejsze inicjatywy były podjęte przez Krajową Izbę Gospodarczą Elektroniki i Telekomunikacji (KIGeIT), PTPiREE oraz Urząd Regulacji Energetyki oraz także przez Warsztaty Rynku Energii zorganizowane przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska (z udziałem KIGeIT i PTPiREE). Jak się okazało interesy zarówno poszczególnych grup energetycznych jak i środowisk producenckich były na tyle rozbieżne, że uzyskany konsensus zaowocował tylko dość ogólnymi wytycznymi technicznymi których emanacją jest Rozporządzenie Ministra Środowiska i Klimatu w sprawie systemu pomiarowego Poz. 788, Załączniki 1 „MINIMALNE WYMAGANIA TECHNICZNO-FUNKCJONALNE DLA LICZNIKÓW ZDALNEGO ODCZYTU” , Załącznik 3 „SPOSÓB WYZNACZENIA WSKAŹNIKÓW NIEZAWODNOŚCI KOMUNIKACJI W SYSTEMIE POMIAROWYM”, Załącznik 4 „SPOSÓB WYZNACZENIA WSKAŹNIKÓW NIEZAWODNOŚCI KOMUNIKACJI W SYSTEMIE POMIAROWYM” a także projekt rozporządzeń uzupełniających na przykład „w sprawie infrastruktury sieci domowej” z 12.05.2022 (813)”.

Mamy więc określone wymagania minimalne które jednak nie są precyzyjne na tyle by mogły być nazwane specyfikacją uzupełniającą/Companion Standard dla Polski. Jest wręcz przeciwnie, wymagania te umożliwiają kontynuowanie wdrożeń liczników smart w odrębnych i niekompatybilnych wzajemnie technologiach na obszarze każdej z 5 dużych firm energetycznych (OSD). Wygląda na to że niektóre OSD będą stosowały rozwiązania przeniesione wprost z innych krajów co daje przewagę producentom od dawna je stosującym (vs producenci polscy. Wypracowane zostały niektóre z „companion standards” dla niektórych OSD z Polski oparte na przykład na protokole OSGP, a także na protokole uniwersalnym DLMS, jednak wymagają one jeszcze ujednoczenia na poziomie aplikacyjnym.

Brak naszego krajowego standardu oznacza że nie możemy liczyć na ułatwienia w ekspansji eksportowej dla polskich producentów. Jednak nawet to nie byłoby

większym problemem, gdyby nie fakt, że brak ścisłej(ch) specyfikacji technicznej(ych) (CS) hamuje opracowanie i wdrożenie systemu i procedur dopuszczania na rynek polski liczników smart. Wynik – mamy bezprecedensowe otwarcie się polskiego rynku dla najtańszych niesprawdzonych i wręcz potencjalnie niebezpiecznych technologii które mają być zainstalowane na infrastrukturze krytycznej – sieci nN. Zatem mamy ułatwienie dostępu do polskiego rynku firmom z poza Europy (głównie Azja) którym nie postawiono właściwie żadnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa (dzieje się to kosztem europejskich i polskich producentów i naszej krajowej gospodarki).

Nadal nie wiadomo jaka instytucja lub firma miałaby w Polsce przeprowadzać niezbędne przecież badania poszerzające MID o procedury zgodności (conformance), interoperacyjności w sieci (performance) i przede wszystkim testowania bezpieczeństwa cyfrowego. W tej sytuacji liderzy rynku we wdrożeniach starają się we własnym zakresie stosować „najlepsze sektorowe praktyki” podczas gdy pozostałe OSD dopiero je wypracowują. Tymczasem duże przetargi na LZO są już rozstrzygane i rozpisywane. Stwarza to poważne zagrożenie „utopionymi inwestycjami” w niekompatybilne technologie na dodatek bez wsparcia serwisowego w Kraju, ale jeszcze większym zagrożeniem stają się liczniki które w ogóle nie są weryfikowane pod kątem bezpieczeństwa cyfrowego. Wojna w Ukrainie dobitnie pokazała jak łatwo jest wykorzystując technologie komunikacyjne unieruchomić całe sektory przemysłowe czy dziesiątki farm wiatrowych. A co może się stać jeśli w podobny sposób, z użyciem nie zweryfikowanych liczników smart uda się w przyszłości zatrzymać dostawy „prądu” dla milionów gospodarstw domowych?

23.3. Skrzecząca rzeczywistość przetargów na liczniki SMART

Dziesięć problemów z polskimi przetargami na LZO:

1. W niektórych z ubiegłorocznych przetargów na liczniki smart (LZO) występował tylko pozorny podział zadań. W efekcie jeden dostawca mógł ubiegać się o zdobycie wszystkich zadań i zdominować na kilka lat dostawy – eliminując w ten sposób konkurentów w ramach przetargu co powoduje praktyczną likwidację zasady nieskrepowanej konkurencji. Polska branża producentów zrzeszona w KIGeIT od lat zwraca uwagę na konieczność dzielenia zamówień na co najmniej 3 dostawców tak aby firmy które nie zdobędą pierwszej pozycji w przetargu także mogły „przetrwać” na rynku.

2. Brak innych kryteriów oprócz ceny w sytuacji gdy bezpieczeństwo naszej infrastruktury energetycznej powinno być najważniejsze i „nie powinno mieć ceny”.
3. Brak zapisów o pochodzeniu produktu. W części koncernów energetycznych były zapisy o 50% udziału wartości produktu wytwarzanej w Unii Europejskiej (Local Content) ale zapis jest nieprecyzyjny i nie uwzględniał miejsca przechowywania i wytwarzania oprogramowania do urządzeń.
4. Brak weryfikacji dostawców pod kątem doświadczenia na polskim rynku i obecności bazy wdrożeniowej i serwisowej na miejscu w Polsce. Zbyt słaba weryfikacja finansowa potencjalnych dostawców.
5. Brak audytów na miejscu u producenta liczników i szczegółowej weryfikacji przedstawionej dokumentacji przez podmioty energetyczne, co jest standardem dla przetargów w UE „zachodniej”.
6. Realizacja przetargów bez przedstawienia próbek nowych liczników przez ubiegających się o zamówienie. Przetargi mogą być wygrywane przez firmy które nie przedstawiły przed przetargiem egzemplarzy testowych liczników, czyli „zakupy w ciemno”.
7. Brak dodatkowym wymagań odnośnie przechowywania kodów źródłowych oraz kluczy szyfrujących.
8. Brak weryfikacji pochodzenia komponentów oraz brak audytów lokalizacji produkcji oraz wytwarzania oprogramowania.
9. Brak zapisów wspierających krajową gospodarkę (podatki w Polsce, wykorzystanie lokalnych zasobów ludzkich, wykorzystywanie polskich inżynierów itp.).
10. Wprowadzanie technologii komunikacyjnych licznik- HES niesprawdzonych w Polsce a które mołyby dawać przewagę konkurencyjną podmiotom z poza UE, (np. z Azji).

23.4. Rekomendacje

Sposób zamawiania i zakupu liczników smart jako urządzeń pracujących w kluczowym miejscu infrastruktury krytycznej (na styku infrastruktury energetyki i sieciowej i odbiorcy) powinien uwzględniać:

- krytyczność sektora energetycznego i urządzeń pomiarowych instalowanych w publicznych sieciach elektroenergetycznych,
- aktualną sytuację geopolityczną,
- zagrożenia bezpieczeństwa krajowego,

Opierając się na doświadczeniach i analizach z innych rynków europejskich, a także na stanowisku branży opublikowanym w stanowisku Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji z dnia 04.08.2023 roku [2] które zostało opracowane przez doświadczone podmioty gospodarcze działające od lat w sferze infrastruktury krytycznej i cyberbezpieczeństwa, można podać 10 podstawowych kryteriów zgodnie z którymi powinna zostać przeprowadzona weryfikacja produktów oraz uczestników postępowań zakupowych liczników smart, tak aby w przyszłości po zainstalowaniu liczników w sieci zasilającej, uniknąć lub zminimalizować ryzyko związane ze naruszeniem bezpieczeństwa cyfrowego.

Dziesięć kryteriów zakupowych KIGEiT dla urządzeń Smart-Grid:

1. Główna siedziba producenta powinna być położona w kraju będącym sygnatariuszem porozumienia GPA2 (Government Procurement Agreement), podpisanego w ramach WTO (World Trade Organization) w sprawie zasad realizacji zamówień publicznych.
2. Miejsce produkcji urządzeń nie powinno znajdować się poza obszarem Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG3) lub Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (EFTA4).
3. Takie samo wymaganie jak powyżej powinno dotyczyć także miejsca, gdzie są generowane, przechowywane oraz wgrywane do urządzeń klucze szyfrujące.
4. Dystrybucja kluczy szyfrujących nie powinna odbywać się przez pośredników, agentów lub dystrybutorów, którzy mogą wejść w posiadanie kopii materiałów bezpieczeństwa i uzyskać nieuprawniony dostęp do wszystkich liczników instalowanych w sieci elektroenergetycznej.
5. Wykonawca powinien prowadzić zarejestrowaną działalność handlową na terenie Rzeczypospolitej nie krócej niż 10 lat.
6. Udział komponentów zastosowanych w systemach pomiarowych, pochodzących z Europejskiego Obszaru Gospodarczego lub Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (EFTA) powinien być zgodny wymaganiami dla EUR-1 i WIP5 (zgodnie z Protokołem 4 WTO6 dotyczącym reguł pochodzenia towarów).

7. Zgodnie z art. 393 ust. 1 pkt 4 PZP7 zamawiający może, w przypadku zamówienia na dostawy, odrzucić ofertę, w której udział produktów, w tym oprogramowania wykorzystywanego w wyposażeniu sieci telekomunikacyjnych pochodzących z państw członkowskich Unii Europejskiej, państw, z którymi Unia Europejska zawarła umowy o równym traktowaniu przedsiębiorców, lub państw, wobec których na mocy decyzji Rady stosuje się przepisy dyrektywy 2014/25/UE8, nie przekracza 50%, jeżeli przewidział to w ogłoszeniu o zamówieniu, a jeżeli postępowanie nie jest wszczynane za pomocą ogłoszenia o zamówieniu – w SWZ.
8. Wyższa waga poza-cenowych kryteriów wyboru dostawcy w przetargach publicznych, szczególnie tych związanych z bezpieczeństwem infrastruktury krytycznej i dostawcami z obszarów wysokiego ryzyka.
9. Wprowadzenie standardu (w formie rozporządzenia) obejmującego system weryfikacji i dopuszczania na rynek polski liczników smart pod kątem cyberbezpieczeństwa (w tym procedur aktualizacji i usuwania wad oprogramowania).
10. Wprowadzenie procedury zgłaszania incydentów naruszenia bezpieczeństwa cyfrowego związanych z komunikacją zdalną i jasne określenie instytucji odpowiedzialnej za reagowanie w sektorze energetycznym.

Z uwagi na brak wdrożonego w Polsce kompleksowego systemu badania, dopuszczania do rynku i weryfikacji liczników smart dużą wagę powinniśmy przywiązywać do sposobu doboru dostawców sprzętu smart grids. Oto kilka rekomendacji w tym zakresie: Producenci liczników smart dopuszczeni do przetargów i zamówień w Polsce powinni posiadać wdrożone:

- Bezpieczeństwo i higienę pracy wg ISO 45001.
- Zarządzanie ciągłością produkcji wg normy ISO 22301.
- Audyty zgodności z wyżej wymienionymi normami ISO przeprowadzane przez instytucje certyfikujące zlokalizowane na terenie UE.
- Doprowadzenie do obowiązkowego wymagania certyfikatu ISO 27001 na miejsca produkcji i tworzenia oprogramowania dla podmiotów oferujących produkty w przetargach publicznych na infrastrukturę Smart Grids i weryfikacji pod kątem faktycznej realizacji procesów w tych miejscach.
- Wymaganie udokumentowania działań dotyczących zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialności społecznej zawarte w UN Global Compact oraz związana

z tym konieczność wykonywania audytów i publikowania raportów opisujących stosowanie przez przedsiębiorców praktyk obejmujących kwestie środowiskowe, ekonomiczne, społeczne oraz ekologiczne.

- Wyrównanie pola konkurencji dla dostawców europejskich spełniających coraz wyższe wymagania (ponoszone dodatkowe koszty) dotyczących ochrony klimatu i zasad „fair play” – raportowanie ESG i doprowadzenie do sytuacji gdy muszą być poniesione obciążenia wyrównawcze dla producentów z Azji którzy takich wymagań nie muszą spełniać na lokalnym swoim rynku.

23.5. System weryfikacji i dopuszczania do rynku polskiego liczników SMART – propozycja

Na rysunku 23.1 przedstawiono proponowany system weryfikacji i certyfikowania urządzeń infrastruktury smart grids dla Polski. Jaśniejszymi kolorami (pozycje od 3-6) zaznaczono elementy/moduły które dopiero trzeba wprowadzić (dzisiaj nieobecne lub rzadko stosowane).

Szczegółowej analizie wymaga sprawa dotycząca tego, jakiemu podmiotowi powierzyć funkcję Krajowego Laboratorium Smart (KLS). Wydaje się że nie powinien on prowadzić żadnej innej działalności komercyjnej związanej z licznikami ani urządzeniami do smart grids. Dla zapewnienia czystości „wolnorynkowej gry” powinna być to instytucja albo całkowicie niezależna albo łącząca reprezentantów polskich i europejskich producentów urządzeń i reprezentantów OSD a także odbiorców i prosumentów – czyli wszystkie zainteresowane strony.

Proponujemy żeby bazując na doświadczeniach innych rynków, wyłonić w rządowym przetargu od jednego do trzech operatorów Polskiego Laboratorium Smart. Można byłoby na początku powierzyć tę funkcję dwóm lub trzem oddzielnym i niezależnym podmiotom wprowadzając element zdrowej konkurencji mitygującej także ceny. W kolejnym etapie na podstawie zebranych doświadczeń i współpracy, można byłoby albo pozostawić możliwość wyboru producentom urządzeń startującym do certyfikacji STD albo pozostawić tylko jeden podmiot (ale z kontrolą stawek i cen przez regulatora – kontrola monopolu). Wydaje się że najbardziej predysponowane do testów STD są uczelnie techniczne ze względu na bardzo wysokie kompetencje potrzebne przy testach i niewątpliwą niezależność od przemysłu i energetyki. Na przykład w sektorze gazowniczym (gazomierze smart) skutecznie tę rolę pełni Instytut Nafty i Gazu.



Rys. 23.1. Proponowany system weryfikacji i certyfikowania urządzeń infrastruktury smart grids dla Polski

* *krajowy certyfikat bezpieczeństwa liczników i urządzeń smart grids można byłoby oprzeć na wspólnych europejskich wymaganiach bezpieczeństwa tzw. „Common Criteria” uzupełnionych o nasz „companion standard”.*

Inna możliwość to budowa kompetencji od podstaw przy państwowej instytucji, na przykład poszerzenie dotychczasowego zakresu działań GUM.

Jeszcze innym rozwiązaniem mogłoby być powołanie wspólnego branżowego ośrodka, jako niezależnego podmiotu z maksymalnym wykorzystaniem już istniejących zaawansowanych kompetencji, przy udziale stowarzyszeń branżowych reprezentujących zarówno OSD, jak i przemysł wytwórczy elektroniki. Kluczową sprawą jest, aby powstało laboratorium testujące i certyfikujące urządzenia dla całego Kraju tak aby nowy „certyfikat smart grids PL” mógł służyć jako przepustka w skali całego polskiego rynku dla danego i konkretnego typu urządzenia, które przeszło badania. Jeśli nic się nie zmieni w kwestii powstania/braku wspólnego polskiego „companion standard” dla liczników energii oraz krajowego systemu dopuszczania do rynku wyrobów smart grids, to przyszłe laboratorium będzie musiało testować co najmniej 5 technologii dopuszczonych przez polskie OSD. Choć takie rozwiązanie nie jest optymalne (producenci będą zgłaszać do testów więcej urządzeń i płacić za certyfikację dla każdej odmian standardu polskiego zaproponowanych przez konkretnego OSD) - to jednak nadal jest to technicznie możliwe i wykonalne.

23.6. Podsumowanie

Uruchomienie krajowej procedury dopuszczeń jest ważnym zadaniem ponieważ duże przetargi na technologie smart grids (liczniki LZO) w latach 2023-2026 osiągną szczytowe wartości. System oceny i weryfikacji bezpieczeństwa cyfrowego musi być kompletny, kompleksowy i musi zawierać także warstwę komponentów i urządzeń. Uruchomienie procedur testowania „conformance” i „performance” dałoby szansę na rozwój interoperacyjnych systemów sterowania popytem DSM/DSR. Zwiększenie efektywności gospodarowania energią (DSM/DSR) to pierwszy i najpilniejszy krok w kierunku uniezależnienia się od paliw kopalnych i transformacji energetycznej. Cel, bez którego pozostałe działania dotyczące np. OZE nie dostarczą oczekiwanych przez społeczeństwo i planowanych efektów. Prawdopodobnie jest już zbyt późno, by ułatwić polskim przedsiębiorcom z branży smart grids dostęp do eksportowych rynków, jak udało się to np. francuskiemu przemysłowi, dzięki wypromowaniu własnego standardu otwartego G3 PLC/linky. Nie jest jednak jeszcze za późno by nie ułatwiać dostępu do polskiego rynku azjatyckim przedsiębiorcom którzy z dużym prawdopodobieństwem wspierani przez państwo wykorzystują asymetryczne zasady gry (ulgi w podatkach, cłach, dostęp do komponentów elektronicznych). Dziś ceny ich produktów są dzięki temu niskie, lecz w segmencie smart meteringu każdy kontrakt jest „małżeństwem na lata”, więc poziom cen może się radykalnie zmienić, kiedy na lokalnym rynku nie przetrwają lokalni producenci.

Uniwersalne i zweryfikowane przez niezależne instytucje urządzenia, systemy pomiarowe i procesy wymiany danych pomiarowych dadzą polskiej gospodarce dodatkowe miejsca pracy .

Do czasu opracowania i wdrożenia kompleksowego systemu weryfikacji, certyfikacji i dopuszczania do rynku urządzeń krytycznej infrastruktury energetycznej rekomendowanym i pilnym, działaniem zpoobiegawczym byłoby wydanie przez odpowiednie ministerstwo oraz Urząd Regulacji Energetyki miękkich zaleceń ostrożnościowego doboru dostawców przez polskie firmy energetyczne i nie podejmowania ryzyka zakupu liczników smart pochodzących z obszarów wysokiego ryzyka. Tak właśnie postąpił na przykład Czeski Urząd Bezpieczeństwa Cyfrowego [1].

23.7. Bibliografia

1. https://www.nukib.cz/download/uredni_deska/2022-05-30_varovani-smart_metering_final_1.0_podepsno.pdf
2. *Stanowisko KIGeIT z dnia 4.08.2023 r. dotyczące bezpieczeństwa liczników*

energii elektrycznej, www.kigeit.org, **2023**.

3. *Analiza firm Apator i Comcert dotycząca zagrożeń i bezpieczeństwa cyfrowego urządzeń infrastruktury krytycznej*, Apator SA, www.apator.com.

Rozdział 24

Infrastruktura to też ludzie! Bezpieczeństwo pracy elektryków i funkcjonowania urządzeń rozdzielczych

Paweł Karwowski
Eaton Electric sp. z o.o.

Bez wątpienia Infrastruktura krytyczną jest również szeroko pojęta infrastruktura energetyczna. Niezależnie, czy mamy tu na myśli m.in. krajowe sieci przesyłowe, infrastrukturę zakładów energetycznych, czy przemysłową wewnątrz zakładową infrastrukturę energetyczną, istotną, żeby nie powiedzieć najistotniejszą częścią w/w jest człowiek, Elektryk. Zadbanie o bezpieczeństwo pracy Elektryków niezależnie od miejsca ich pracy powinno stać na pierwszym miejscu w kontekście bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej – energetycznej. Patrząc przez pryzmat skomplikowania urządzeń i infrastruktury energetycznej, kto ma wiedzieć lepiej jak to bezpieczeństwo zapewnić jak nie my sami Elektrycy. To naszą rolą powinno być nadawanie kierunku działań np. działom inwestycji w tym celu. Infrastruktura sama sobie bez nas nie poradzi. Parafrazując Kazimierza Pawlaka z drugiej części trylogii „Samych Swoich” - „Nie ma mocnych”, w których ten odwoływał się do ziemi: „(...) ziemia bez ludzi dziczeje.” W naszym przypadku brzmiałoby: infrastruktura (energetyczna) bez Elektryków zdiczeje.

Wspomniane bezpieczeństwo jest również ważne w kontekście aktualnych i po-

głębiających się problemów na rynku pracy związanych z coraz mniejszą ilością dostępnych i gotowych do pracy specjalistów w naszej branży. Tym bardziej ważne jest dbanie o bezpieczeństwo pracy tych, których mamy i o te przyszłe pokolenia, które obecnie się kształcą, aby pokazać, że to zawód bezpieczny, ciekawy i z przyszłością, bo tak w istocie jest.

Jednym z największych zagrożeń dla Elektryków podczas ich pracy jest narażenie na potencjalne zwarcie łukowe, które może wystąpić w operowanym urządzeniu. Skutki jakie niesie za sobą łuk elektryczny to m.in.:

- Energia cieplna,
- Wybuch związany z łukiem elektrycznym,
- Toksyczne gazy,
- Intensywne światło,
- Fala dźwiękowa,
- Odlamki w stanie płynnym i stałym.

W dużym skrócie zapobiec w/w zagrożeniom można poprzez:

- Zweryfikowanie stanu urządzenia (dokumentacji, oznakowania, stanu technicznego itd.),
- Określenie ryzyka występującego podczas poszczególnych czynności obsługowych urządzeń m.in. określanie spodziewanego poziomu energii cieplej (w kcal lub kJ) emitowanego podczas zwarcia łukowego,
- Zweryfikowanie możliwości ograniczenia poziomu zagrożenia poprzez eliminację, zastąpienie, środki techniczne, edukację, środki organizacyjne itp.,
- Dobór odpowiednich środków ochrony indywidualnej (ŚOI) i oznakowanie urządzeń zgodnie z wynikami w/w punktów.

Wyżej wymienione punkty to tylko część procedur szczegółowo opisanych m.in. w międzynarodowym standardzie IEEE 1584-2018 oraz amerykańskim NFPA 70E. Polskie przepisy i normy jeszcze (mam nadzieję, że „jeszcze” jest tu słowem kluczem) nie mówią o tym zagadnieniu szczegółowo. Chcąc być precyzyjnym to mówią o tym bardzo niewiele, ale miejmy nadzieję, że to się zmieni w przyszłości bliższej niż dalszej. Wszakże kodeks pracy w artykule 207 paragraf 2 mówi: „Pracodawca

jest obowiązany chronić zdrowie i życie pracowników przez zapewnienie bezpiecznych i higienicznych warunków pracy przy odpowiednim wykorzystaniu osiągnięć nauki i techniki.”. Krajowe normy zatem powinny wspomóc pracodawcę, wzorem np. norm amerykańskich, w spełnieniu tego wymagania. Dopóki tak się nie stanie to właśnie wspomniane IEEE 1584-2018 i NFPA 70E powinniśmy uznać za „odpowiednie osiągnięcia nauki i techniki”.

Dodam tutaj, co ciekawe, ubezpieczyciele w Polsce nie wymagają środków ochrony od zwarcć łukowych. To może również być miejsce do rozwoju, mające pewne przełożenie na organy wprowadzające normy i na pracodawców, aby podnieść poziom bezpieczeństwa pracy Elektryków. Jednak to już temat na większą dyskusję.

Przechodząc, od ogółu do szczegółu, w dalszej części skupię się na rozwiązaniach dotyczących urządzeń rozdzielczych niskiego napięcia. Jednymi z wielu metod ograniczenia poziomu zagrożenia przed działaniem łuku elektrycznego, czyli de facto zmniejszenia możliwości oddziaływania energii łuku elektrycznego na ciało człowieka w przypadku rozdzielnic niskiego napięcia to:

- odpowiedni sprzęt BHP – ŚÓI (środki ochrony indywidualnej) czyt. ubiór i osprzęt dostosowany do obliczonej spodziewanej energii cieplnej emitowanej podczas zwarcia w danym miejscu układu,
- wytrzymałość rozdzielnic na działanie łuku elektrycznego zgodnie IEC TR 61641,
- aktywny system detekcji łuku elektrycznego,
- aktywny system detekcji połączony z urządzeniem gaszącym łuk elektryczny.

Bezpieczniejsza praca Elektryków, dzięki zastosowaniu wyżej wymienionych metod będzie zagwarantowana. O ile pierwszy podpunkt, czyli odpowiedni sprzęt ŚÓI BHP staje się coraz bardziej popularny, to pozostałe trzy stosowane są w niewielkiej ilości rozdzielnic i to praktycznie niemal w stu procentach nowo budowanych.

Wytrzymałość rozdzielnic na działanie łuku elektrycznego zgodnie z IEC TR 61641, to nie wdając się w duże szczegóły wspomnianego raportu technicznego, określenie jak bardzo wytrzymała jest konstrukcja rozdzielnic na skutki zaistniałe przez działanie łuku elektrycznego. Czyli jak pasywnie rozdzielnica zachowa się w sytuacji dla niej ekstremalnej – zwarcia łukowego. Wytrzymałość sprawdza się testując obudowę w warunkach laboratoryjnych na sztucznie wywołanym zwarciu łukowym. Test ten wykonuje się na próbce rozdzielnic tj. np. pojedynczej

szafie. Test jest niszczący dla próbki i ta nie nadaje się do normalnej eksploatacji, jednak jego wyniki mają przełożenie na produkt wyprodukowany w taki sam sposób oddany do sprzedaży. Spełnianie określonych w raporcie technicznym szeregu kryteriów wskazuje, czy danej obudowie można nadać klasę łukochronności w stopniu A, B, C lub I przy określeniu spodziewanych parametrów zwarcia łukowego w postaci prądu zwarciovowego na zaciskach zasilających rozdzielnic i napięcia znamionowego. Fizyczne skutki zwarcia łukowego były wspomniane już wcześniej, więc nie będą ich wymieniał ponownie jednak należy zauważyć, że to wszystko dzieje się w zamkniętej obudowie rozdzielnic, która przez dziejące się wewnątrz niej zjawiska może stać się niezwykle niebezpieczną. Zjawiska fizyczne dziejące się podczas zwarcia łukowego, jak wzrost ciśnienia gazów wydzielanych przez nagły przyrost wydzielanej energii cieplnej próbują rozsadzić od wewnątrz obudowę rozdzielnic. Dlatego bardzo istotne jest, aby obudowa rozdzielnic była na takie warunki sprawdzona. Najważniejsze o czym należy wspomnieć to, że cała w/w pasywność ochrony spełnia swoje zadanie pod warunkiem, że drzwi i osłony rozdzielnic są zamknięte. W przypadku zaistnienia zwarcia przy drzwiach otwartych obudowa nie ochroni obsługi rozdzielnic. Co ciekawe testowanie i spełnianie IEC 61641 jest nieobowiązkowe dla producentów rozdzielnic.

System detekcji łuku elektrycznego, tak samo jak ostatni omawiany system z urządzeniem gaszącym jest systemem aktywnym, czyli niezależnie od pasywnej wytrzymałości obudowy rozdzielnic, omawianej wcześniej, działa na wykrycie zwarcia i odłączenie zasilania od rozdzielnic, w której zwarcie zostało zainicjowane. Detekcja zwarcia odbywa się najczęściej na podstawie dwóch badanych kryteriów:

- detekcji błysku,
- detekcji przyrostu prądu lub spadku napięcia.

Odbywa się to na podstawie spełnionych jednocześnie dwóch w/w kryteriów w celu wykluczenia np. detekcji błysku, którego źródłem nie jest zwarcie, a np. pobliska spawarka czy lampa błyskowa aparatu. Zatem wykrycie błysku z jednoczesnym wykryciem przyrostu prądu na zasilaniu rozdzielnic (lub spadku napięcia) oznacza dla systemu zwarcie i wystawienie sygnału na wyłącz dla wyłącznika głównego w rozdzielnic. Czas działania takiego systemu to około 40 do 50 ms, od momentu wykrycia zwarcia do momentu wyłączenia wyłącznika. Znacząca część tego czasu stanowi czas własny wyłącznika. System taki ogranicza skutki zwarcia. Nadal są one znaczne i część elementów składowych rozdzielnic najpewniej nadawać się będzie jedynie do wymiany, ale podnosi to poziom bezpieczeństwa dla personelu bo prawdopodobnym jest że obudowa rozdzielnic zatrzyma zwarcie wewnątrz.

System detekcji połączony z urządzeniem gaszącym łuk elektryczny to najbardziej zaawansowane rozwiązanie z obecnie dostępnych na rynku, jeśli chodzi o aktywną ochronę personelu i jednocześnie urządzenia przed zaistnieniem skutków zwarcia łukowego w rozdzielnicy. Detekcja w takim systemie odbywa się praktycznie w identyczny sposób jak w systemie omawianym wcześniej. Znacząca różnica pomiędzy systemami jest jednak w tym, co dzieje się po zidentyfikowaniu zwarcia w rozdzielnicy. Ponadto w co wyposażony jest system detekcji zwarcia łukowego, ten system posiada dodatkowo tzw. jednostkę gaszącą łuk elektryczny. Jednostka taka zainstalowana jest blisko zasilania danej rozdzielnicy lub jej sekcji, najczęściej w polu zasilającym i podłączona jest szynowo do trzech faz za wyłącznikiem zasilającym. Słowo „gaszącą” nie powinno być tu kojarzone z np. gaśnicą przeciwpożarową, gdzie ogień fizycznie gaszony jest przez środek gaśniczy. W tym przypadku gaszenie polega na odebraniu energii łukowi zwarciovemu i wygaszenie go w taki sposób. Dzieje się tak dzięki spowodowaniu drugiego zwarcia w rozdzielnicy, właśnie we wspomnianej jednostce gaszącej. Jednostka gasząca nieprzypadkowo zlokalizowana jest polu zasilającym rozdzielnicę (czyt. jak najbliżej źródła zasilania daną rozdzielnicę). To drugie zwarcie jest wykonywane trwale za pomocą szyny zwierającej znajdującej się w jednostce gaszącej, która po otrzymaniu sygnału „zwarcie” od systemu wykrywania, zwierą zwoję powodując zwarcie międzyfazowe. Powoduje to nagły spadek napięcia na szynach rozdzielnicy i w efekcie wygaszenie zwarcia łukowego nie zależy od miejsca w rozdzielnicy, w którym powstało. Po zadziałaniu jednostki gaszeniowej wyłącznik główny w rozdzielnicy wyłącza zasilanie za pomocą swojego wyzwalacza zwarciovego. Dodatkowo jest to uzupełnione rezerwowym sygnałem na wyłącz cewki wyłączającej wyłącznik. Szybkość działania systemu gaszenia zwarcia zależna jest od zastosowanej przez producenta metody poruszania zwory w jednostce gaszeniowej zazwyczaj są to czasy w granicach do kilku milisekund.

Obecnie najszybszym na rynku rozwiązaniem jest system Arcon 3G produkcji Eaton. Poruszanie zwory odbywa się za pomocą mikro ładunku pirotechnicznego w tej samej technologii, która zastosowana jest np. w poduszkach powietrznych w naszych samochodach. Dzięki temu zbadana szybkość gaszenia zwarcia to 1,5 ms. W tym czasie łuk zwarciovym może dokonać minimalnych szkód w rozdzielnicy, które w praktyce ograniczają się do delikatnego okopcenia lub osmolenia elementów czynnych biorących udział w zwarciu. Bezpieczeństwo związane z zachowaniem ciągłości zasilania i sprawności rozdzielnicy jest więc zachowane, bezpieczeństwo personelu oczywiście również. Co najciekawsze system Arcon 3G, dzięki zastosowaniu przenośnych czujników błysku dla personelu, zapewnia również bezpieczeństwo przed zwarcim łukowym przy pracy pod napięciem przy otwartych drzwiach rozdzielnicy. Czyli aktywny system spełnia również wymagania raportu

technicznego IEC TR 61641 dla układów pasywnych. Dokładnie spełnia go w klasie C przy otwartych drzwiach rozdzielnic co jest unikatem na rynku i najwyższym poziomem bezpieczeństwa personelu.

Podsumowując, jak widać techniczne możliwości do zapewnienia bezpieczeństwa pracy Elektrykom, przynajmniej przy niskim napięciu, są dostępne. Teraz od nas samych, Elektryków zależy jak bardzo ta wiedza zostanie rozprzestrzeniona do osób decyzyjnych w celu dokonania niezbędnych kroków i podniesienia bezpieczeństwa naszej pracy. Postuluję za wprowadzeniem we wszystkich punktach infrastruktury energetycznej czy to krajowej czy to wewnątrz zakładowej programu „Mój Elektryk”. Wiem nazwa taka sama jak dla programu dofinansowania zakupy aut elektrycznych, ale może i dzięki temu będzie bardziej przykuwająca uwagę. „Mój Elektryk” czyli zapewnienie bezpieczeństwa pracy dla kadry Elektryków dzięki zastosowaniu wspomnianych w niniejszym opracowaniu osiągnięć nauki i techniki od odpowiednich środków ochrony indywidualnej po systemy pasywne i aktywne wg. potrzeb każdego przypadku. Elektrycy zadbajmy o siebie samych, bo kto ma wiedzieć lepiej co jest dla nas dobre i bezpieczne niż my sami?

Rozdział 25

Bezpieczeństwo komponentów, procesu, infrastruktury w kontekście cyberodporności

Andrzej Cieślak
Dynacon Sp. z o.o.

25.1. Wprowadzenie

Biorąc pod uwagę budowane na rynku rozwiązania prawne, normatywne i techniczne, należy zauważyć iż większość z nich wskazuje pojedynczy komponent, jako potencjalne źródło zagrożeń jak i obiekt podlegający ochronie.

Czym jest zatem ochrona w środowiskach generujących, dystrybuujących i odbierających energię elektryczną? Patrząc pod kątem ciągłości działania, należałoby stwierdzić ich zapewnienie funkcjonowania zgodnie z założeniami projektowymi i wdrożeniowymi.

System Informacyjny (SI) – bazuje na informacji. Informacja budowana jest poprzez interpretację danych. Dane podlegają generowaniu, przetwarzaniu, przesyłaniu (nadanie, transmisja, odbiór), usuwaniu.

Cyberbezpieczeństwo jest zatem utrzymaniem takiego stanu środowiska informacyjnego lub zależnego od informacji, aby było odporne na jakiegokolwiek zakłócenia mogące negatywnie wpłynąć na generowanie, przetwarzanie, przesyłanie lub usuwanie danych.

Dlatego mówimy o cyber-odporności na anomalie, gdzie anomalią jest jakiegokolwiek odchylenie od stanu uznanego za prawidłowy.

Cyberbezpieczeństwu podlega również monitorowanie i rozumienie istotnych zagadnień mających bezpośredni i pośredni wpływ na ciągłość działania systemów dziedzinowych zbudowanych w oparciu o komponenty fizyczne i logiczne, które są odpowiedzialne za kontrolę i sterowanie w środowiskach elektrycznych i elektroenergetycznych.

Istotą przedstawionych zagadnień jest ukazanie możliwych rozwiązań godzących konieczność monitorowania i stałego podnoszenia cyberodporności systemów przemysłowych ze specyfiką poszczególnych komponentów i standardów komunikacji stosowanych w energetyce.

25.2. Przykład środowiska dla dziedzinowych systemów elektroenergetyki i wprowadzenie fundamentalnych elementów cyberbezpieczeństwa

Jednym z istotnych obszarów są cyfrowe stacje elektroenergetyczne, często wyposażane w urządzenia różnych producentów. Wprowadzane standardy, w tym IEC 61850 (opracowany i wydany w 2004 roku) mają na celu wsparcie procesu odejścia od stosowania analogowych obwodów wtórnych i migracji ich do środowisk enkapsulacyjnych (m.in. Ethernet).

Biorąc pod uwagę powolną migrację do standardu IEC 61850, mamy do czynienia ze współistnieniem różnych standardów w tym 60870-5 czy Modbus (RTU i TCP).

Zagadnienia interoperacyjności komponentów, różnych standardów interfejsów i protokołów komunikacyjnych oraz wrażliwość urządzeń i ich systemów wymagają szczególnego podejścia do rozwiązań monitorowania i stawianych mu celów na obiektach elektroenergetycznych.

Wymagania nadmiarowości i zapewnienia efektywności dostarczania danych pomiędzy komponentami, rozwiązywane np. przy pomocy protokołu PRP, wymagają wsparcia specjalistycznych rozwiązań oraz często synchronizacji czasu opartej o PTP, które dodatkowo wprowadzają utrudnienia w monitorowaniu systemów.

Referat ma przynieść odpowiedź jakie techniki mogą być stosowane dla cyfrowych systemów sterowania komplementarnie obsługujących zagadnienia cyberbezpieczeństwa przy jednoczesnym zapewnieniu utrzymania interoperacyjności, spójności komunikacji samych komponentów w danych systemach opartych o szybę procesową czy też innych strukturach logicznych, bez negatywnego wpływu na

proces, który wspierają np. urządzenia MU i IED.

Koncept rozwiązań opiera się na przykładach wdrożonych i eksploatowanych już systemach monitorowania w środowisku systemów wykorzystujących IEC 61850 oraz inne standardy komunikacji.

25.2.1. Przykład środowiska dla dziedzinowych systemów elektroenergetyki

Typowym do dziś rozwiązaniem budowania sieci elektroenergetycznych, dla przykładu stacji dla Systemów Sterowania i Nadzoru, jest architektura oparta na połączeniach drutowych w układzie punkt-punkt pomiędzy komponentami zabezpieczeń (IED), które wymusza konieczność prowadzenia dużej ilości okablowania i żmudnego obszycowania szaf, celem zapewnienia dla każdego zabezpieczenia IED, tego że fizyczne wejścia binarne są powiązane z informacją, która ma być przetwarzana a fizyczne wejścia przekaźnikowe są powiązane z informacją, która ma być przekazywana do innych komponentów IED.

Jakakolwiek modyfikacja czy choćby niewielka aktualizacja logiczna wymaga dodatkowego obszycowania, drutowania lub wręcz zmiany w obszyciach. Procedury te są wrażliwe na błędy i z tego powodu generowane są wysokie koszty implementacyjne celem ich minimalizacji i neutralizacji.

Doskonałym wyjściem dla tego typu architektury jest przechodzenie na rozwiązania IED i systemy komunikacji agregującej punkty fizyczne i logiczne układy binarne w pojedyncze punkty styku o szerszym paśmie – chociażby IEC 61850. Za tymi rozwiązaniami przemawia szereg korzyści:

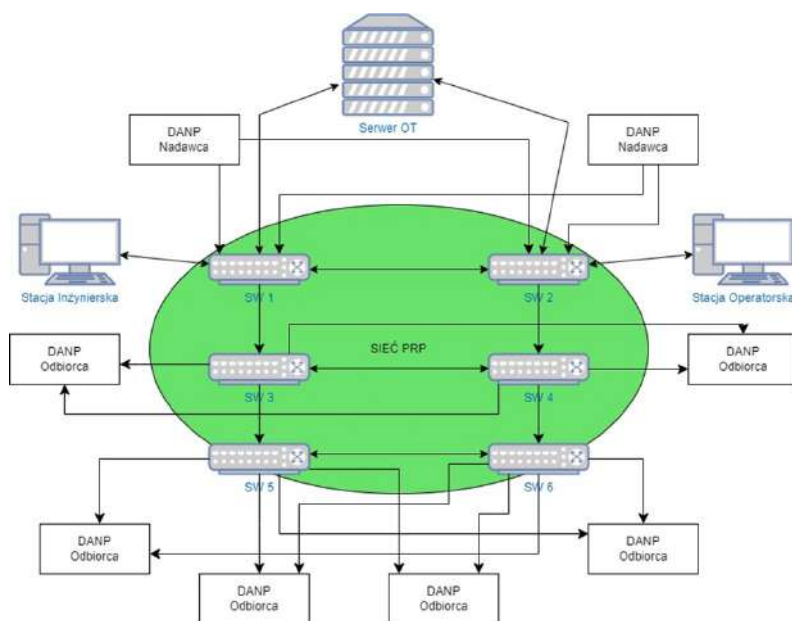
- Redukcja kosztów związanych z drutowaniem i modyfikacją takiej architektury.
- Reedukacja koryt związanych z projektowaniem i wykonaniem koryt kablowych.
- Redukcja kosztów prac budowlanych i inżynierskich.

Wraz z rozwiązaniami agregującymi pojawiają się niestety nowe zagadnienia, które w układzie punkt-punkt nie musiały być brane pod uwagę:

- Agregacja komunikatów binarnych na jednym łączu zwiększa istotność połączenia oraz zwiększa zasadniczo wpływ na szerszy aspekt działania Systemu Sterowania i Nadzoru.

- Wymagane są kompetencje w zakresie sieci komunikacyjnych i wprowadzanie rozwiązań logicznych do sterowania zachowaniem sieci.
- Wymagania dla urządzeń pośredniczących w zakresie czasów zbieżności po awarii łącza lub traktu komunikacyjnego oraz dla czasów propagacji jak i zapewnienia środowiska cyfrowego dla uzyskania wysokiej stabilności przesyłu danych.
- Wymagania dla urządzeń pośredniczących.

Jednakże, pomimo konieczności zatrudnienia osób w dodatkowych zakresach specjalizacji jakimi są sieci Ethernet dla środowisk przemysłowych, to zastosowanie zintegrowanych komunikatów np. w oparciu o protokół GOOSE, pozwala na łatwiejszą modyfikację logiki przesyłania i przetwarzania sygnałów. Dla większych instalacji daje niebagatelne oszczędności, a mniejsze zapotrzebowanie na przestrzeń fizyczną w szafach oraz na traktach jeszcze bardziej poprawiło efektywność i szybkość zarządzania.



Rys. 25.1. Sieć IEC 61850 z urządzeniami IED

Na rysunku 25.1 przedstawiono poglądowo część infrastruktury systemu dziedzinowej stacji elektroenergetycznej opartej o magistralę IEC 61850 a dokładnie

o protokół GOOSE. Urządzenia końcowe IED zostały podłączone w układzie węzłów wielodostępowych DANP. Stacje inżynierskie, stacje operatorskie oraz serwer z aplikacją OT zostały podłączone do przełączników wejściowych dla systemu rozgłoszeń GOOSE.

Całość systemu dziedzinowego poprzez przełączniki SW 1 oraz SW 2 zostały podłączone łąkami światłowodowymi do systemu DCS.

Do systemu zapewniono dostęp zdalny poprzez dostęp do Stacji operatorskiej ze stacji przesiadkowej w innej części sieci OT.

Infrastruktura sieci oparta o podwójne trakty i protokół PRP pozwala na uzyskanie niezbędnej zbieżności po awarii, która w przypadku uszkodzenia jednego z traktów wynosi 0 ms, a dla protokołu GOOSE wymagania wynoszą 4 ms.

Komunikacja pomiędzy stacją operatorską a serwerem została logicznie wyizolowana analogicznie jak komunikacja stacji inżynierskiej z urządzeniami IED oraz serwerem OT.

Komunikacja pomiędzy stacjami Inżynierską oraz operatorską została zabroniona.

Protokoły dla połączeń z systemem DCS oraz transmisji terminalowych zostały rozdzielone logicznie i fizycznie na dedykowanych portach zaterminowanych na przełącznikach SW1 oraz SW2.

25.2.2. Monitorowanie i cyberbezpieczeństwo środowiska IED dla IEC 61850

Systemy stacji elektroenergetycznych są niewątpliwie systemami informacyjnymi. Ich monitorowanie w środowiskach kluczowych, istotnych i ważnych czy krytycznych jest wymaganiem prawnym.

Dla przykładowej instalacji opartej o protokołu GOOSE, które oparte są na rozgłoszeniu, istotna jest weryfikacja parametrów, których samo rozwiązanie GOOSE nie kontroluje. A są to między innymi:

- Interwały czasu propagacji sygnału.
- Skuteczność dostarczania ramek w tym samym czasie dla PRP.
- Opóźnienia transmisji.
- Dostępność usług na fizycznych portach i logicznych interfejsach urządzeń IED DANP oraz SAN (dla węzłów o pojedynczych punktach przyłączeniowych).

- Błędy transmisji.
- Poziom tzw. zaśmiecenia sieci niepotrzebną komunikacją na każdym porcie.
- Błędy komunikacji sieci.
- Zagadnienia synchronizacji ramek Ethernet dla poszczególnych par sąsiedzkich.
- Synchronizacja czasu.
- Poziom obciążenia urządzeń aktywnych sieci celem zapewnienia tożsamego interwału przesyłu dla propagacji ramek.
- Zagadnienia (błędy, niestabilności, itd.) urządzeń aktywnych sieci.
- Propagacje tzw. obcych strumieni danych lub obcych danych z podłączonych segmentów sieci np. do DCS lub stacji Inżynierskich czy roboczych oraz innych systemów należących do infrastruktury obiektu.

System monitorowania jest niezbędny aby można zapewnić wsparcie dla prawidłowej transmisji danych w ramach protokołów IEC 61850 oraz dla systemu reakcyjnego umożliwiającego minimum zapewnienia separacji i segmentacji sieci. Układy reakcyjne mają za zadanie utrzymanie prawidłowego środowiska dla przesyłu danych IEC 61850.

Biorąc pod uwagę:

- wrażliwość na zakłócenia protokołu GOOSE (oraz wielu innych protokołów przemysłowych),
- konieczność użycia synchronizacji PTP IEEE 1588v2,
- niskie czasy zbieżności – na poziomie 4 ms,
- wymagalność stosowania PRP a minimum redundantnych układów sieci dla monitorowania pozostaje jedynie technika pasywna bez wpływu na czas i częstotliwość propagacji danych.

Łącząc oba aspekty bezpieczeństwa należy zapewnić możliwość pasywnej analizy danych z następujących źródeł:

- Przepływ danych na wszystkich portach komunikacyjnych.
- Logowania zdarzeń generowanych na urządzeniach końcowych (IED).

- Dane pochodzące z agentów systemu bezpieczeństwa zainstalowanych na stacjach roboczych, inżynierskich, panelach, serwerach itd.
- Danych z zaimplementowanych w systemach dziedzinowych aplikacji bezpieczeństwa.

Zasadniczym zagadnieniem jest częste wykorzystywanie w monitorowaniu OT protokołów, posiadających wysoki poziom priorytetu dla TOS oraz automatyki DSCP. Powoduje to wyłączenia protokołu GOOSE z obsługi kolejek na rzecz protokołów „backbone” np. SNMP czy ICMP, co prowadzi do destabilizacji interwałowej protokołów przemysłowych. Zagadnienie jest szczególnie istotne gdy wykorzystywane są systemy nadmiarowości oparte o PRP, gdzie destabilizacja częstotliwości przekazywania sygnałów grupowych GOOSE na jednym z traktów powoduje zakłócenia komunikacji oraz nadmierne wysycenie buforów pamięci dla urządzeń aktywnych oraz IED (jeżeli biorą udział bezpośredni w PRP). Mając powyższe na uwadze należy stosować urządzenia aktywne, które całkowicie przejmują zarządzanie ramkami w ramach PRP, aby nie obciążać urządzeń IED podłączanych jako DANP.

Podczas projektu wskazywano ze strony trzeciej iż monitorowanie musi odbywać się za pomocą dedykowanych urządzeń klasy TAP lub w postaci Sond Danych, instalowanych odpowiednio w infrastrukturze.

Dane logowań z urządzeń końcowych oraz stacji i serwera miały być tymi samymi traktami i interfejsami co komunikacja GOOSE.

Analizując sugerowane rozwiązanie stwierdzono iż:

- Zastosowanie TAP powoduje konieczność wprowadzenia do wszystkich portów aktywnych przełączników po jednym urządzeniu, które w przypadku utraty zasilania utrzyma fizyczne połączenie. Niestety w kilku przypadkach połączenia urządzeń IED do przełączników jest zrealizowane przy wykorzystaniu światłowodów, dla których taka funkcjonalność jest niedostępna w proponowanych urządzeniach TAP. Drugi aspekt dotyczył znaczących kosztów celem zapewnienia pełnego monitorowania przepływu danych.
- TAP-y muszą być podłączone trzecim portem do sieci MGMT/MNTS aby móc przesłać skopiowane dane do kolektora (Sonda Danych) co powoduje dalszy wzrost kosztów zarówno po stronie infrastruktury kablowej, zasilania, szaf i ich obszytia, itd.
- Ilość urządzeń TAP sięgnęłaby 24 sztuk. Wysoko wydajnych Sond Danych – 2 sztuki., dodatkowych szaf oraz okablowania.

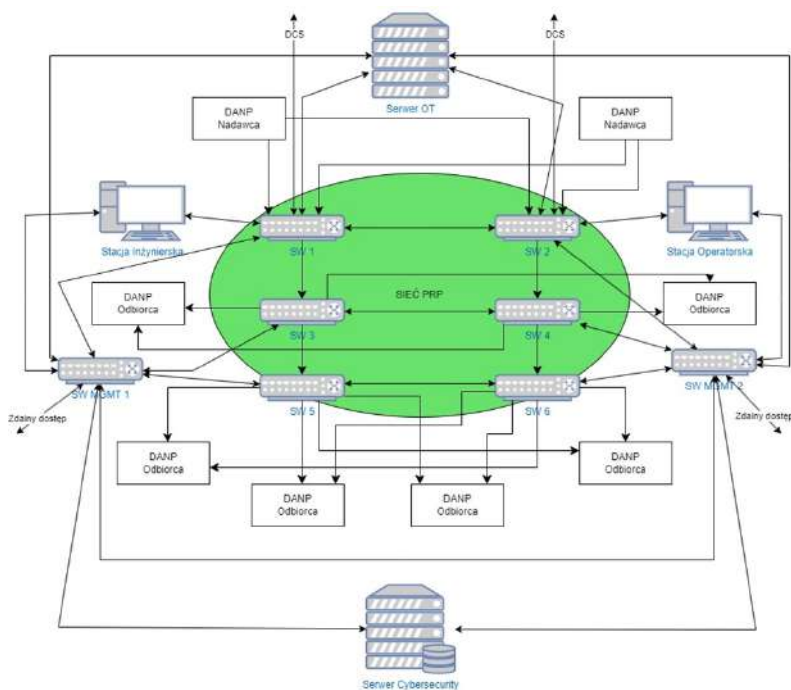
- Zastosowanie jedynie Sond danych powodowało by konieczność zainstalowania min 6 urządzeń gdyż przełączniki są zlokalizowane w znacznej odległości od siebie a dodatkowo proponowane Sondy danych nie posiadały wystarczającej ilości portów oraz wydajności dla przyjęcia tak dużej ilości danych.
- Zastosowanie technik kopiowania ramek na proponowanych przełącznikach Ethernet powodowało ich nadmierne obciążenie a zakup odpowiednio wydajnych urządzeń powodowało znaczący wzrost kosztów.
- Przy próbie uruchomienia kopiowania ramek na portach stwierdzono zawieszanie się obecnych przełączników co całkowicie wyeliminowało zaproponowane podejście.
- Próba przekazania na tych samych traktach logowań oraz odpytywania poprzez SNMP i ICMP stanu urządzeń, doprowadziło do istotnych zakłóceń w sieci PRP co doprowadziło do chęci rezygnacji z tego typu nadmiarowości na rzecz wprowadzenia nadmiarowych rozwiązań technologicznych.
- Podczas testów stwierdzono utratę znaczących ilości danych w kopiowanym ruchu oraz całkowitą utratę informacji o aspekcie czasu oraz miejsca zdarzenia. Kopiowanie ramek z portów przełącznika powoduje utratę informacji o porcie na którym wychwycono zdarzenie. Powoduje to ograniczenie analityki i brak możliwości dokładnego wskazania źródła pochodzenia anomalii.
- Podczas testów nadmiarowości zauważono znaczący wzrost danych przekazywanych do analizy wewnątrz struktury urządzenia oraz poprzez wzrost obciążenia przełączników wprowadzanie opóźnień dla ruchu GOOSE.
- Czas zbieżności po awarii jednego z traktów nie powodował zakłóceń ale wprowadzenie utraty połączeń odpowiednio dla SW1, SW4 i SW5 spowodowało utratę komunikacji do urządzeń IED.
- Podczas emulacji awarii utracono istotne dane dotyczące stanów portów sąsiadujących a tym samym utracono możliwość pełnej analizy wpływu na ruch danych.
- Przy próbach uszkodzeń portów na Sondach Danych doprowadzono wielokrotnie do zawieszonych przełączników, na których skonfigurowano mirror port, gdzie zaobserwowano wysycenie pamięci przeznaczonej dla buforowania danych. Dane do analizy utracono bezpowrotnie. W przypadku zawieszenia się większej ilości przełączników, dochodziło, pomimo dostępnego traktu komunikacji do pełnej jej utraty poprzez brak możliwości sterowania PRP. Ze

względu na połączenia nadmiarowe pomiędzy przełącznikami, kopie ramek spowodowały sztorm rozgłoszeniowy, który całkowicie zablokował całą sieć PRP i wyeliminował system dzierzinowy z pracy.

Nadmierna kosztocłonność projektu oraz wprowadzane zagrożenia do systemu dzierzinowego spowodowało zatrzymanie projektu i realizacji wdrożenia systemu.

25.3. Rozwiązanie zagadnienia monitorowania sieci IEC 61850

Po analizie całości testów zaprojektowano rozwiązanie, które przybliżono na rysunku 25.2.



Rys. 25.2. Sieć IEC 61850 z urządzeniami IED oraz rozwiązaniem dla monitorowania i reakcji

Wyeliminowano konieczność zastosowania TAPów oraz dedykowanych Sond Danych. Liczbę urządzeń MGMT/MNTS oraz liczbę połączeń ograniczono do dwóch. Przełączniki MGMT/MNTS wykorzystano dodatkowo jako element łączący sieci

zewewnętrzne z systemem dziedzicznym. Zastosowanie USS - ARIC NDS jako urządzenia aktywne pracujące między innymi jako przełącznik L2, L3 oraz jako ZBFW, Routery, Sondy Danych, Kolektory danych, TAPy, Preamalizatory, IDS, z lokalnymi dyskami dla zebranych oraz analizowanych danych, zapewniło zasadnicze obniżenie kosztów ale przede wszystkim wyeliminowało:

- Wpływ na obciążalność przełączników, gdyż platforma USS jest dostosowana wydajnościowo do analityki dużych ilości danych w czasie rzeczywistym.
- Konieczność budowy niezależnych RED BOX dla PRP. USS obsługuje PRP.
- Konieczność dostarczenia kolektorów danych, gdyż USS jest kolektorem danych dla wielu źródeł.
- Stosowanie SNMP oraz ICMP, gdyż na USS można instalować agenta systemu cyberbezpieczeństwa, który przekazuje zagregowane dane protokołami mającymi standardowy poziom TOS.
- Utratę danych w stosunku do kopiowania ramek (mirror port, czy span port).
- Utratę widoczności, gdyż nie występuje tu kopiowania ramek, stąd można z dokładności do portu przypisać zdarzenie.

Analityka realizowana bezpośrednio na przełączniku zapewnia również minimalizację danych przesyłanych przez sieć i dokładniejszą weryfikację zagadnień.

25.4. Podsumowanie

Zastosowane podejście monitorowania przepływowego bez konieczności stosowania dodatkowych urządzeń oraz konieczności kopiowania danych do analityki, zasadniczo obniżyło koszty poprzez minimalizację urządzeń i infrastruktury jak i czasu pracy specjalistów – w stosunku do projektu pierwotnego.

Docelowe rozwiązanie zapewnia brak wpływu na pracę PRP oraz bardzo dokładne monitorowanie przepływów jak i analitykę częstotliwości interwałowej dla rozgłaszanych komunikatów GOOSE.

Brak konieczności wprowadzania protokołów o wysokim priorytecie TOS nie wprowadza zagrożeń dla infrastruktury oraz stabilności przepływu danych.

Zbieżność po ewentualnej awarii pozostała na poziomie 0 ms gdyż urządzenia USS wspierają PRP nawet bez konieczności wprowadzania PTP.

Separacja ruchu MGMT i MNTS oraz minimalizacja protokołów przy monitorowaniu w czasie rzeczywistym pozwoliła na utrzymanie kosztów na minimalnym

poziomie przy jednoczesnej wysokiej efektywności monitorowania i reakcji, zachowując brak wpływu na przepływ danych procesowych IEC 61850.

W projektach przemysłowych, gdzie dochodzi do stosowania rozwiązań IT bez ich modyfikacji i dostosowania do OT oraz nadmiernej rozbudowy komponentów należy dążyć do ich eliminacji na rzecz minimalizacji i agregacji rozwiązań już na poziomie urządzeń aktywnych sieci.

25.5. Bibliografia

1. PN-EN IEC 61850-7-420:2022-07, *Systemy i sieci komunikacyjne w automatyce stacji elektroenergetycznych – Część 7-420: Podstawowa struktura komunikacji – Rozproszone zasoby energii i węzły logiczne automatyki dystrybucyjnej*.
2. PN-EN IEC 62351-6:2021-07, *Zarządzanie systemem elektroenergetycznym i związana z tym wymiana informacji – Ochrona danych komunikacji – Część 6: Zabezpieczenie dla IEC 61850*.
3. IEC 62439-3:2021 - 5.1., *Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR)*.

RAPORT 3

**FOTONIKA – POLSKA SPECJALNOŚĆ
W ELEKTRONICE**

Koordynator:

dr hab. inż. **Ryszard Piramidowicz**, profesor Politechniki Warszawskiej

Rozdział 26

Fotonika.pl – w którą stronę? Stan obecny i perspektywy rozwoju fotoniki w Polsce

Ryszard Piramidowicz, Maciej J. Nowakowski,
Dominik Dorosz, Krzysztof Kopczyński, Paweł Mergo,
Patrik Urban, Agnieszka Mossakowska-Wyszyńska,
Stanisław Stopiński, Krzysztof Anders
Polski Komitet Optoelektroniki SEP

26.1. Wprowadzenie

Niniejsze opracowanie stanowi materiał wprowadzający do dyskusji programowej na temat roli i perspektyw, a także racjonalnej strategii rozwoju fotoniki w Polsce, uwzględniającej wielowektorowe zagrożenia, wyzwania i możliwości występujące we współczesnym świecie, oceniane i analizowane w kontekście szans dla środowiska akademickiego, naukowo-badawczego i przemysłu fotonicznego w Polsce.

Zakres opracowania obejmuje identyfikację kluczowych krajowych kompetencji optoelektronicznych widzianą w pryzmacie potencjału i potrzeb rynku fotonicznego (zarówno globalnego, jak i krajowego), analizę trendów i próbę zaproponowania kierunków rozwoju fotoniki w Polsce.

Tak zdefiniowany zakres pozwala w dalszej perspektywie myśleć o zapropo-

nowaniu strategii rozwoju fotoniki w Polsce, wypracowanej w dyskusjach z szerokim środowiskiem uniwersyteckim, badawczym i przemysłowym, oraz prowadzenie skutecznych, bo wspólnych, działań lobbujących na rzecz poszukiwania środków inwestycyjnych na rozwój technologii, produktów, przedsięwzięć biznesowych itp.

Działania zostały zainicjowane w roku 2023 przez Polski Komitet Optoelektroniki Stowarzyszenia Elektryków Polskich (PKOpto SEP), najstarszej polskiej organizacji branżowej z obszaru zaawansowanych technologii i prowadzone początkowo w ramach wewnętrznego programu „*Optoelectronics.pl – which way further?*”, zainicjowanego podczas konferencji *Integrated Optics - Sensors, Sensing Structures and Methods IOS 2023*, Szczyrk, 27.02-03.03.2023. Dialogi i spory prowadzone w kuluarach konferencji fotonicznych, regularne dyskusje panelowe prowadzone w ramach kolejnych konferencji (m.in. *XX Konferencja Światłowodów i ich zastosowania*, Lublin, 11-14.09.2023, *VIII Konferencja Optoelektroniczna*, Jachranka, 15-16.11.2023 oraz *Integrated Optics - Sensors, Sensing Structures and Methods IOS 2024*, Szczyrk, 26.02-01.03.2024,) pozwoliły na przygotowanie materiałów do ogólno-środowiskowej dyskusji programowej, która zostanie przeprowadzona w ramach **4 Kongresu Elektryki Polskiej, 6-7.06.2024, w Poznaniu** i podsumowana w uaktualnionej i rozszerzonej wersji raportu „Fotonika.pl – w którą stronę? Stan obecny i perspektywy rozwoju fotoniki w Polsce”.

Mamy ambicję, aby ten dokument miał charakter żywego, systematycznie uaktualnianego głosu całego środowiska fotonicznego, dlatego już dziś zapraszamy Państwa do włączenia się w prace nad tym opracowaniem poprzez przesyłanie sugestii, korygowanie błędów, dodawanie spostrzeżeń i uwag, słowem – współedytowanie treści.

Dla dobra i na rzecz rozwoju fotoniki w Polsce.

*Ryszard Piramidowicz, Maciej J. Nowakowski,
Dominik Dorosz, Krzysztof Kopczyński,
Paweł Mergo, Patryk Urban,
Agnieszka Mossakowska-Wyszyńska,
Stanisław Stopiński, Krzysztof Anders*

26.2. Zaawansowane technologie elektroniki i fotoniki w pryzmacie wyzwań i zagrożeń współczesnego świata

XXI wiek to czas bezprecedensowego tempa rozwoju wszelkich technologii informacyjnych, naznaczony nieprzewidywalnymi zagrożeniami i wyzwaniami współczesnej cywilizacji, widzianymi szczególnie wyraźnie z perspektywy kraju stabilnego gospodarczo, jednak aspirującego do wyższego poziomu życia i szeroko rozumianego bezpieczeństwa. Szczególna lokalizacja geopolityczna Polski sprawia, że nasz kraj znajduje się w epicentrum wydarzeń, które wyznaczają kierunki zmian społecznych, gospodarczych i politycznych.



Rys. 26.1. Mapa megatrendów, wyzwań i zagrożeń współczesnego świata

Do największych zagrożeń współczesności należą zarówno pandemie i konflikty zbrojne, jak też wyzwania ekonomiczne oraz narastający kryzys klimatyczny. Dynamicznie zmienne czasy wymagają nowatorskiego podejścia, które zapewni przetrwanie i rozwój w warunkach wysokiej niepewności. Nie bez powodu rzeczywistość świata XXI wieku określana jest skrótem VUCA: Volatility (zmiennosc), Uncertainty (niepewnosć), Complexity (złożoność) i Ambiguity (niejednoznaczność). W tym kontekście zaawansowane technologie elektroniczne i fotoniczne odgrywają kluczową rolę, umożliwiając społeczeństwu lepsze zrozumienie, adaptację

i reakcję na otoczenie zmieniające się z niespotykaną we wcześniejszych dekadach szybkością.

Zagrożenia Cywilizacyjne i Geopolityczne

Pandemia COVID-19 ukazała, jak bardzo globalizacja i współzależności międzynarodowe uczyniły naszą cywilizację podatną na gwałtowne wstrząsy o globalnym zasięgu. Przerwane łańcuchy dostaw, rozpięte wcześniej ponad granicami państw i kontynentów, ograniczenia w podróżach oraz napięcia społeczne wywołane pandemią zburzyły dotychczasowe poczucie stabilności. Dodatkowo, niewyobrażalna wcześniej pełnoskalowa wojna na Ukrainie, przypomniała Europie, że konflikty zbrojne na kontynencie nie są historią, lecz realnym zagrożeniem, wpływającym na bezpieczeństwo energetyczne, gospodarcze i militarne całego regionu.

Ekonomia i Geopolityka

Ekspansja gospodarcza Chin, której skutkiem jest kryzys na globalnym rynku półprzewodników, napięcia handlowe, zaburzenia globalnej gospodarki i inflacja to kolejne czynniki destabilizujące współczesną rzeczywistość. Sankcje ekonomiczne, zerwane łańcuchy dostaw, próby dywersyfikacji źródeł surowców naturalnych, w tym pierwiastków ziem rzadkich (EU Critical Raw Materials Act) zmuszają kraje do szukania nowych rozwiązań technologicznych. Polska, będąca członkiem Unii Europejskiej i NATO, staje przed wyzwaniem lepszego zintegrowania swojej gospodarki z międzynarodowymi łańcuchami dostaw oraz utrzymania stabilności w czasach narastających konfliktów geopolitycznych.

Kryzys Klimatyczny

Zmiany klimatyczne, manifestujące się w rosnących temperaturach średnich, topnieniu lodowców, zaburzeniu cyrkulacji prądów morskich i ekstremalnych zjawiskach pogodowych stanowią kolejne poważne zagrożenie dla współczesnej cywilizacji. Potrzeba pilnych działań na rzecz zrównoważonego rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych jest obecnie priorytetem na skalę globalną, niemożliwym do zaadresowania bez zaangażowania i rozwoju zaawansowanych technologii energetycznych, w tym fotowoltaiki, energetyki wiatrowej i magazynowania energii, stwarzających realną szansę na ograniczanie skutków postępującego kryzysu klimatycznego bez istotnego pogorszenia jakości życia.

Trzeba pamiętać, że XXI wiek to również czas wyzwań o skali niewystępującej w żadnej poprzedniej epoce oraz megatrendów technologicznych adresujących obszary uważane do niedawna za pogranicze fantastyki naukowej.

Sztuczna Inteligencja (AI)

Jednym z najważniejszych, o ile nie najważniejszym megatrendem jest rozwój systemów sztucznej inteligencji (AI), wprowadzających nowy paradygmat działa-

nia w obszarach analizy wielkich zbiorów danych i automatycznego wnioskowania. Wydaje się, że nie ma dziedziny, w której zastosowanie AI nie przyniesie przełomowych zmian. AI umożliwia automatyzację procesów, analizę ogromnych ilości danych i podejmowanie decyzji w czasie rzeczywistym. Należy pamiętać, że rozwój AI wzbudza również liczne obawy, zagrożenia i wyzwania etyczne – dlatego rozważana jest nie tylko jako magatrend, ale także potencjalne zagrożenie, a na pewno wyzwanie.

Robotyzacja i automatyzacja

Kolejnym istotnym wyzwaniem jest robotyzacja i automatyzacja, zmieniające obraz procesów przemysłowych i usługowych poprzez zastosowanie robotów i systemów autonomicznych. Robotyka współpracująca (coboty) oraz inteligentne systemy automatyzacji radykalnie przekształcają procesy produkcyjne i transportowe w fabrykach i magazynach, co spektakularnie ilustrują przypadki zrobotyzowanych magazynów firm takich jak Amazon. Trzeba przy tym przyznać, że rozwój robotyzacji i automatyzacji, oprócz niewątpliwych zalet wzbudza również ogromne lęki i niechęć u części społeczeństwa.

Przemysł 4.0

W kontekście czwartej rewolucji przemysłowej, Przemysł 4.0 bazuje na cyfrowej integracji systemów produkcyjnych, wykorzystując Internet Rzeczy (IoT), big data, analitykę oraz sztuczną inteligencję. Umożliwia to budowę i organizację inteligentnych fabryk zdolnych do samokontroli, optymalizacji i dostosowania produkcji w czasie rzeczywistym.

Rolnictwo 4.0

Podobne zmiany zachodzą w rolnictwie, gdzie Rolnictwo 4.0 wykorzystuje technologie cyfrowe, takie jak drony, czujniki IoT, sztuczną inteligencję i analizę danych, do precyzyjnego zarządzania uprawami, zwiększenia wydajności i zrównoważonego rozwoju. Pozostają przy tym do zaadresowania wyzwania związane z integracją zaawansowanych technologii z tradycyjnymi metodami uprawy oraz dostępnością infrastruktury cyfrowej na obszarach wiejskich.

Smart Cities

Rozwój inteligentnych miast (Smart Cities) opiera się na wykorzystaniu technologii cyfrowych w celu poprawy jakości życia mieszkańców, zarządzania infrastrukturą i optymalizacji zużycia zasobów. IoT, sztuczna inteligencja oraz systemy monitoringu umożliwiają lepsze zarządzanie ruchem ulicznym, transportem miejskim, energią, odpadami oraz bezpieczeństwem publicznym. Wyzwania w tym zakresie obejmują ochronę prywatności, cyberbezpieczeństwo oraz integrację systemów miejskich.

Internet Rzeczy (IoT)

Internet Rzeczy (IoT) łączy różne urządzenia i czujniki przez internet, umożliwiając zbieranie i analizę danych w czasie rzeczywistym. IoT znajduje zastosowanie w wielu dziedzinach, od przemysłu i logistyki po inteligentne domy i opiekę zdrowotną, choć wydaje się, że wyzwaniem pozostają zagadnienia związane z bezpieczeństwem sieci oraz interoperacyjnością różnych platform.

Technologie kwantowe

Na wczesnym etapie rozwoju znajdują się obecnie technologie kwantowe, takie jak komputery kwantowe, telekomunikacja kwantowa oraz kryptografia kwantowa. Mają one potencjał zrewolucjonizowania cyberbezpieczeństwa i systemów obliczeniowych, oferując rozwiązania problemów o wysokiej złożoności i wspierając rozwój sztucznej inteligencji.

Układy elektroniki i fotoniki scalonej

Układy elektroniki i fotoniki scalonej (Electronic Integrated Circuits, EIC oraz Photonic Integrated Circuits, PIC) umożliwiają integrację wielu funkcji optycznych na pojedynczym chipie o miniaturowych rozmiarach. Dzięki zaletom kompaktowości, niewielkiego zużycia energii, obniżonych kosztów packagingu oraz ultrawysokiej niezawodności znajdują liczne zastosowania komercyjne w systemach telecom i datacom, a ostatnio również w systemach czujników fotonicznych pracujących w szerokim zakresie spektralnym.

Technologie komunikacyjne

Gwałtownie rosnące zapotrzebowanie na przepustowość sieci telekomunikacyjnej związane z rozwojem technologii 5G i 6G oraz wymaganiami klientów sieci, skutkuje koniecznością opracowywania nowych rozwiązań dla systemów nadawczo-odbiorczych i dla mediów transmisyjnych. Rozwijane nowe rozwiązania ukierunkowane są zarówno na wzrost częstotliwości i zakresu spektralnego pracy układów nadawczo-odbiorczych, ale również na zwiększanie przepływności samego medium transmisyjnego, poprzez zastosowanie włókien wielordzeniowych i/lub kilkumodowych. Dodatkowo, prowadzone są intensywne prace nad systemami komunikacji optycznej w wolnej przestrzeni do zastosowań w systemach IoT, inteligentnych pojazdach czy transmisji satelitarnej.

W obliczu sumy omówionych wyżej megatrendów, wyzwań i zagrożeń niezbędnym jest strategiczne, uporządkowane podejście do planowania ścieżek rozwoju i inwestycji technologicznych. W większości wymienionych wyżej obszarów dominują rozwiązania z obszaru technologii mikroelektronicznych, przy dynamicznie jednak rosnącym udziale technologii fotonicznych, niezastępowalnych szczególnie we wszelkich rozwiązaniach związanych z ultra-szybkim przesyłaniem informacji.

W stronę integracji elektroniczno-fotonicznej

Wydaje się bezsporne, że kształt współczesnego świata jest w rosnącym stopniu determinowany zaawansowanymi technologiami elektronicznymi i informatycznymi. Nie bez powodu sami siebie określamy mianem społeczeństwa informacyjnego – żyjemy w otoczeniu informacji, generowanych, agregowanych i przetwarzanych z wykorzystaniem zaawansowanych systemów komputerowych, przesyłanych w superszybkich sieciach telekomunikacyjnych i analizowanych przy wsparciu systemów sztucznej inteligencji. Nieuchronny rozwój technik internetu rzeczy i sztucznej inteligencji zapowiada radykalne przeskalowanie zapotrzebowania na informacje i pojemności informacyjne systemów agregowania, przesyłania i analizy danych.

Za tak dynamicznym rozwojem technologii ICT stoją zaawansowane technologie elektroniki zintegrowanej, rozwijane od początku lat 70-tych XX wieku, wyznaczających początek rewolucji mikroelektronicznej, której skutkiem jest wszechobecność elektronicznych układów scalonych w otaczającym nas świecie. Równoległe z nimi, choć z nieco mniejszą dynamiką rozwijały się technologie nowoczesnej fotoniki, zainicjowane przełomowym wynalazkiem lasera z 1960 r., a następnie opanowaniem technologii niskostratnych światłowodów włóknowych i laserów półprzewodnikowych. Początek XXI wieku przyniósł gwałtowny rozwój kolejnej technologii o podobnie rewolucyjnym potencjale – fotoniki zintegrowanej. Układy fotoniki zintegrowanej (ang. Photonic Integrated Circuits, PICs) zrewolucjonizowały rynek telekomunikacji optycznej i data centers, a po dwóch dekadach nieprzerwanego rozwoju wkraczają na kolejne obszary aplikacyjne, związane przede wszystkim z szeroko rozumianymi technologiami czujnikowymi, a w szczególności z rynkiem IoT. Jednocześnie, obserwuje się w gruncie rzeczy oczywisty trend do integrowania rozwiązań mikroelektronicznych i fotonicznych, co pozwala na agregowanie zalet obu technologii i uzyskiwanie efektów synergii.

Fotonika – obszary zastosowań

Fotonika, w połączeniu z elektroniką, stała się wszechobecna w dzisiejszym świecie, zapewniając rozwiązania wykorzystywane powszechnie w komunikacji, energetyce, medycynie, przemyśle, technice wojskowej, badaniach naukowych, metrologii, rozrywce i życiu codziennym. Poniżej scharakteryzowano pokrótce wybrane obszary zastosowań współczesnej fotoniki, niewyczerpujące nawet w połowie jej potencjału aplikacyjnego.

Telekomunikacja optyczna

Nowoczesne sieci telekomunikacyjne, stanowiące swoisty system nerwowy współczesnego społeczeństwa informacyjnego, w przeważającej części bazują na systemach komunikacji światłowodowej. Technologie fotoniczne stanowią

fundament obecnych sieci rdzeniowych i metropolitalnych, z rosnącą udziałem w tzw. systemach ostatniej mili i sieciach dostępowych typu FTTH. W systemach telekomunikacyjnych krzyżują się i łączą różnorodne technologie foniczne, zarówno te stosunkowo dojrzałe i ustandaryzowane – lasery półprzewodnikowe, modulatory elektro-optyczne, fotodetektory, wzmacniacze optyczne i pasywne włókna światłowodowe, jak i technologie wschodzące, jak układy fotoniki scalonej.

Należy również podkreślić duży i stale rosnący potencjał technologii fonicznych w kontekście budowania systemów i sieci komunikacji bezprzewodowej (ang. free-space optical communication, FSOC), stanowiących potencjalną alternatywę dla systemów światłowodowych i radiowych tam, gdzie ich instalacja jest niemożliwa ze względu na uwarunkowania techniczne lub nieuzasadniona ekonomicznie.

Medycyna i biotechnologia

W zastosowaniach medycznych technologie foniczne można podzielić na te związane z technikami zabiegowymi, diagnostycznymi i pomocniczymi. Fotonika pozwala m.in. na przeprowadzanie precyzyjnych i minimalnie inwazyjnych zabiegów chirurgicznych (skalpel laserowy, cięcie tkanek miękkich), okulistycznych (laserowa korekcja wad wzroku), stomatologicznych (usuwanie próchnicy, leczenie dziąseł, wybielanie zębów), dermatologicznych (terapia fotodynamiczna, usuwanie zmian skórnych) czy w medycynie estetycznej. W ostatnich latach niezwykle intensywnie rozwijającą się dziedziną technik fonicznych w medycynie jest koherentna tomografia optyczna, w szczególności wykorzystywana do diagnostyki chorób narządu wzroku. Rozwijane są również inne metody i techniki obrazowania, w tym wykorzystujące jednocześnie techniki foniczne i ultrasonograficzne.

W zakresie zastosowań medycznych fotoniki należy również wymienić techniki endoskopowe – współczesne aparaty wideoendoskopowe oraz fiberoskopowe, umożliwiając małoinwazyjną diagnostykę i terapię w różnych dziedzinach medycyny (chirurgia, ortopedia, ginekologia, interna).

Wśród zastosowań technologii fonicznych w medycynie należy również podkreślić rosnący obszar światłowodowych i ogólnie optycznych systemów czujnikowych, przeznaczonych np. do nieinwazyjnych pomiarów parametrów życiowych pacjentów, detekcji bakterii i innych patogenów, detekcji markerów chorobowych czy monitorowania poziomu glukozy lub mleczanów we krwi. W kontekście przyszłościowych zastosowań technologii fonicznych w medycynie należy zauważyć również intensywny rozwój technik fotoniki

scalonej i systemów typu lab-on-chip, umożliwiających niskokosztową diagnostykę w kierunku obecności bakterii, wirusów, grzybów czy substancji szkodliwych.

Przemysł i inżynieria

Unikatowe możliwości oferowane przez fotonikę są motorem rozwoju nowoczesnych technologii produkcyjnych i kontrolnych. Jednym z kluczowych zastosowań fotoniki jest precyzyjna obróbka materiałów za pomocą promieniowania laserowego, obejmująca procesy cięcia, spawania, grawerowania oraz tzw. mikromachiningu. Lasery, oprócz precyzyjnej kontroli nad szybkością i dokładnością procesów obróbki, zapewniają możliwości przetwarzania (laser processing, laser manufacturing) materiałów o wysokiej twardości - metali, ceramik czy polimerów, trudnych do obrabiania tradycyjnymi metodami.

Fotonika odgrywa również kluczową rolę w systemach kontroli jakości w przemyśle, oferując dostęp do zaawansowanych technik pomiarowych interferometrii i spektroskopii optycznej, pozwalających na nieinwazyjne i ultradokładne badanie właściwości materiałowych, geometrii produktów czy wykrywanie defektów wewnętrznych. Innym atrakcyjnym polem zastosowań jest metrologia przemysłowa, gdzie fotonika zapewnia możliwość szybkich i precyzyjnych pomiarów, pozwalających na monitorowanie procesów produkcyjnych, zapewnianie ich ciągłości oraz stałą kontrolę parametrów.

Bezpieczeństwo i obrona

Technologie fotoniczne znajdują liczne zastosowania militarne – zaczynając od systemów kierowania ogniem, zarządzania polem walki, przez systemy obserwacji, naprowadzania i śledzenia, aż do systemów bezpiecznej komunikacji kwantowej. Jednym z istotnych kierunków rozwoju uzbrojenia jest zapewnienie wysokiej precyzji rażenia i autonomiczności systemów. Wymaga to zastosowania selektywnych i czułych układów detekcyjnych. Optoelektronika w przypadku tych ostatnich jest absolutnie niezbędna - dotyczy to zarówno uzbrojenia kierowanego przez człowieka, jak i rosnącej gamy amunicji samonaprowadzającej się na cel. Zaawansowane systemy wizualizacji danych, które pierwotnie wprowadzono w lotnictwie, obecnie stosowane są w pojazdach lądowych, a nawet w systemach informacji taktycznej indywidualnych żołnierzy. Szybko rozwijają się systemy bliskiej obserwacji, które dzięki fuzji sensorów i nowoczesnym nahełmowym układom obrazującym umożliwiają m.in. tzw. "widzenie poprzez pancierz", tj. sytuację, w której operator pozostając w pojeździe bojowym widzi obraz z zewnętrznych ukła-

dów obserwacyjnych.

Lasery i sensory optyczne stosowane są powszechnie do monitorowania i ochrony strategicznych obszarów, jak również w systemach rozpoznawania i śledzenia. Technologie fotoniczne pozwalają na budowę urządzeń detekcyjnych pracujących w trybie detekcji w miejscu “in situ” oraz detekcji zdalnej “stand off”. Warto zaznaczyć, że wykrywanie zagrożeń obejmuje nie tylko widoczne obiekty na niebie czy morzu – systemy czujników światłowodowych umożliwiają monitoring długich odcinków granic w terenie o ograniczonej widoczności. Najbardziej zaawansowane technologicznie armie wprowadzają do uzbrojenia systemy skierowanej energii, przede wszystkim do zwalczania dronów, trwają też testy systemów broni laserowej o mocach na poziomie kilkudziesięciu kilowatów.

Energetyka

Jednym z najbardziej rozpoznawalnych zastosowań fotoniki w energetyce jest fotowoltaika, czyli technologia konwersji światła słonecznego na energię elektryczną za pomocą ogniw słonecznych. Panele fotowoltaiczne są kluczowym komponentem w rozwijających się instalacjach odnawialnych źródeł energii. Ciągły rozwój nowych materiałów i technologii (takich jak ogniwa cienkowarstwowe, perowskitowe, wielozłączone, z kropkami kwantowymi) zapewnia systematyczny wzrost wydajności paneli fotowoltaicznych, co przyczynia się do obniżenia kosztów energii odnawialnej.

Fotonika znajduje także zastosowania w systemach monitorowania i zarządzania energią za pomocą zaawansowanych czujników optycznych, mierzących natężenie światła, temperaturę czy przepływ energii, co pozwala na optymalizację pracy systemów energetycznych, zarówno w skali mikro, jak i makro. W elektrowniach słonecznych z systemami nadążnymi, czujniki optyczne ułatwiają monitorowanie i regulację orientacji paneli słonecznych w stosunku do słońca, maksymalizując wydajność produkcji energii.

Fotonika oddziałuje również na rozwój inteligentnych sieci energetycznych (smart grids), które wykorzystują technologie światłowodowe i sensory fotoniczne do optymalizowania przepływu energii i reagowania na zmieniające się warunki w systemie energetycznym, co pozwala na efektywne połączenie różnych źródeł energii, zarządzanie zapotrzebowaniem i magazynowaniem energii, co poprawia stabilność i efektywność sieci energetycznych.

Nauka i badania

Wszechobecność technologii fotonicznych (a szczególnie laserowych) w nauce umożliwia przekraczanie kolejnych barier poznawczych i rozwijanie no-

wych rozwiązań na potrzeby gospodarki opartej na wiedzy. W szczególności fotonika jest podstawą zaawansowanych technik mikroskopowych (mikroskopii fluorescencyjnej, konfokalnej i mikroskopii sił atomowych), które pozwalają na obserwowanie struktur na poziomie molekularnym i atomowym. Techniki te są kluczowe w biologii, medycynie oraz materiałoznawstwie, umożliwiając badanie komórek, tkanek, mikro- i nanomateriałów itp.

Fotonika pozwala również na analizę składu chemicznego i struktury materii za pomocą całej gamy zaawansowanych metod spektroskopowych (jak spektroskopia absorpcyjna, emisyjna, ramanowska, fourierowska itp.). Techniki te znajdują zastosowanie w chemii, fizyce, biologii, a także w badaniach środowiskowych i farmaceutycznych.

W dziedzinie fizyki i astronomii, powszechnie wykorzystywane są techniki interferometryczne pozwalające na precyzyjne pomiary odległości, współczynnika załamania światła, topografii powierzchni itp. Stwarzają również możliwość detekcji fal grawitacyjnych w ogromnej skali układach interferometrycznych (jak LIGO).

Laserowe techniki pomiarowe są stosowane do mapowania powierzchni Ziemi (LIDAR), w archeologii, geologii, badaniach atmosferycznych i wielu innych. Fotonika jest również fundamentem wszelkiego rodzaju technologii kwantowych, w tym komputerów kwantowych, teleportacji kwantowej, a także zaawansowanych systemów kryptografii kwantowej.

Przemysł rozrywkowy i fotonika codziennego użytku

Ten, bodaj najliczniejszy obszar zastosowań fotoniki obejmuje całą gamę urządzeń do wyświetlania i projekcji obrazów, od telewizorów i monitorów z ekranami LED i OLED, po zaawansowane kinowe projektory laserowe, urządzenia rzeczywistości rozszerzonej (AR) oraz wirtualnej (VR). Można tu wskazać również zaawansowane systemy oświetleniowe do tworzenia dynamicznych efektów świetlnych, wykorzystywanych podczas wydarzeń plenerowych, koncertów, występów teatralnych itp. W przemyśle filmowym i telewizyjnym zaawansowane technologie świetlne służą do kreowania efektów specjalnych, kluczowych dla narracji wizualnej. W systemach oświetlenia domowego (i komercyjnego) dominują obecnie układy LED, energooszczędne, trwałe i niezawodne. Podobnie wykorzystywane codziennie smartfony, tablety, inteligentne zegarki itp. implementują cały szereg technologii fonicznych, w tym kamery cyfrowe, czujniki optyczne oraz wyświetlacze dotykowe.

26.3. Mapa centrów fotonicznych w Polsce

Fotonika jako obszar badań i kształcenia jest reprezentowana w Polsce stosunkowo szeroko. Rysunek 26.2 pokazuje mapę (prawdopodobnie niepełną) polskich ośrodków akademickich i instytutów naukowych identyfikowanych jako zajmujące się fotoniką, z osiągnięciami zauważalnymi w skali krajowej i międzynarodowej.



Rys. 26.2. Mapa ośrodków naukowych zajmujących się fotoniką w Polsce

Wśród najważniejszych i najszerzej rozpoznawalnych uczelni można wskazać Wojskową Akademię Techniczną, Politechnikę Wrocławską, Politechnikę Warszawską, Uniwersytet Warszawski, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, Politechnikę Gdańską, Uniwersytet Gdański, Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie, Politechnikę Białostocką, Uniwersytet Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie, Politechnikę Łódzką, Politechnikę Poznańską, Uniwersytet Adama Mickiewicza w Poznaniu, Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, Politechnikę Śląską, Uniwersytet Rzeszowski. W grupie instytutów badawczych należy wymienić działające w ramach Sieci Badawczej Łukasiewicz Instytut Mikroelektroniki i Fotoniki (powstały w wyniku połączenia Instytutu Technologii Elektronowej i Instytutu Technologii Materiałów Elektronicznych) oraz PORT Polski Ośrodek Rozwoju Technologii, a także Instytut Łączności PIB, Instytut Wysokich Ciśnień PAN (Unipress), Międzynarodowe Centrum Badań Oka – ICTER.

W odróżnieniu od powszechnego przekonania firmy (zarówno startupy,

MŚP, jak i duże podmioty) są na mapie fotonicznej Polski reprezentowane zaskakująco licznie (vide 26.3). Widać też wyraźnie, że obszary największej aktywności biznesowej pokrywają się w większości z obszarami obecności ośrodków naukowo-badawczych, prowadzących prace w obszarze fotoniki. Widoczna jest również wyraźnie wiodąca rola ośrodka warszawskiego, z największą koncentracją jednostek naukowych, badawczych i przemysłu fotonicznego, przy nieco mniejszej, choć wyraźnie zaakcentowanej roli ośrodków wrocławskiego, lubelskiego, krakowskiego, śląskiego, poznańskiego, toruńskiego, gdańskiego i rzeszowskiego.



Rys. 26.3. Fotoniczna mapa Polski – centra naukowe i firmy fotoniczne

26.4. Diamenty polskiej fotoniki – wybrane obszary kompetencji

Badania naukowe i prace wdrożeniowe prowadzone w obszarze fotoniki w Polsce od lat 60-tych ubiegłego wieku to historia zaledwie kilkunastu dużych programów, nierównego finansowania, niewykorzystanych szans, z dużym trudem zdobywanych środków na rozwój technologii i poza nielicznymi wyjątkami, niewielkiego zainteresowania kolejnych rządów. Na szczęście to również historia zespołów tworzonych przez entuzjastów fotoniki, licznych wzlotów (i oczywiście upadków), wykorzystanych możliwości (szczególnie związanych z racjonalnym skorzystaniem ze środków programów pomocowych Unii Europejskiej), owocujących udanymi przedsięwzięciami naukowymi i biz-

nesowymi. Poniższa sekcja prezentuje diamenty polskiej fotoniki – success stories, zarówno w wymiarze naukowym, jak i biznesowym, udowadniając, że w przypadku zaawansowanych techniki i technologii fonicznych jesteśmy krajem wyraźnie widocznym na mapie europejskiej fotoniki, wnoszącym istotny wkład do rozwoju poszczególnych obszarów kompetencyjnych.

Światłowody

Pierwsze polskie światłowody powstały w połowie lat siedemdziesiątych XX w. na Uniwersytecie Marii Curie-Skłodowskiej (UMCS) w Lublinie. Dzięki szybkiemu postępowi w badaniach nad technologią ich wytwarzania możliwe było uruchomienie w Lublinie już na początku 1979 r. pierwszej w Europie Środkowej światłowodowej linii telekomunikacyjnej bazującej na włóknach wytworzonych w UMCS. Ten niewątpliwy sukces polskiej fotoniki znacząco przyczynił się do intensywnego rozwoju badań technologicznych w innych polskich ośrodkach naukowych.



Rys. 26.4. Wybrane polskie firmy z obszaru techniki światłowodowej

W chwili obecnej znane i doceniane w Europie i na świecie technologiczne ośrodki badawcze światłowodów włóknowych znajdują się na Politechnice Białostockiej, Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Instytucie Mikroelektroniki i Fotoniki SBŁ w Warszawie i wspomnianym już UMCS w Lublinie. Kompetencje badawcze i prace prowadzone w tych ośrodkach pokrywają się z najnowszymi światowymi trendami badań technologicznych związanych

z opracowywaniem nowych materiałów optycznych (szkła, polimery, materiały krystaliczne), nowych światłowodów (klasycznych i mikrostrukturalnych) oraz z ich nowymi zastosowaniami. W znacznym tempie rozwija się również przemysł światłowodowy. W chwili obecnej fabryki światłowodów w Polsce uruchomiły Corning – światowy lider w technologii światłowodów i Fibrain – niezależny polski producent technologii i systemów światłowodowych, specjalizujący się w tworzeniu nowych rozwiązań fonicznych (światłowodowych) dostosowanych do indywidualnych potrzeb odbiorców. Działa już także polska fabryka chińskiego koncernu YOFC, a w najbliższym czasie planowane jest uruchomienie kolejnych dwóch.

Lasery – lasery kwantowe i ciała stałego

Lasery i urządzenia laserowe o wartości komercyjnej są rozwijane od lat w kilku krajowych ośrodkach naukowych – przede wszystkim w Instytucie Optoelektroniki Wojskowej Akademii Technicznej (systemy laserowe do zastosowań wojskowych, w tym nieśmiercionośna broń laserowa), w Politechnice Wrocławskiej i warszawskim Instytucie Chemii Fizycznej IChF PAN, (lasery femtosekundowe) oraz Instytucie Mikroelektroniki i Fotoniki Sieci Badawczej Łukasiewicz (unikatowe lasery kwantowe, generujące promieniowanie w zakresie średniej podczerwieni).



Rys. 26.5. Wybrane polskie firmy z obszaru techniki laserowej

Część z tych rozwiązań stała się przedmiotem spektakularnych działań komercjalizacyjnych – dobrym przykładem są rozwiązania oferowane na rynku światowym przez firmę Fluence, producenta światłowodowych laserów fem-

tosekundowych (z korzeniami w IChF PAN), czy lasery wrocławskiej firmy Mode-Locked Technology (startup z Politechniki Wrocławskiej).

Oprócz samych laserów na rynku międzynarodowym z powodzeniem działają polskie firmy oferujące kompletne systemy laserowe – warto tu wymienić systemy obrabiarek laserowych na bazie laserów ciała stałego (adresujące bardzo atrakcyjny rynek laser manufacturing) firm Kimla, Eagle, Solaris Laser oraz systemy laserowe oferowane przez pińczowską firmę Microvec.

Fotowoltaika

Rynek klasycznej fotowoltaiki (PV) jest zdominowany przez produkty firm chińskich, zapewniających wszystkie elementy łańcucha wartości – od technologii wytwarzania ogniw do kompletnych paneli. Tym niemniej, na tym trudnym rynku odnajdują się niektóre polskie firmy, działające w obszarze niestandardowych rozwiązań PV.



Rys. 26.6. Wybrane polskie firmy z obszaru fotowoltaiki

ML System S.A. jest wysoko specjalizowaną firmą technologiczną rozwijającą technologie elementów i systemów PV do zastosowań w klasycznych instalacjach fotowoltaicznych, w zrównoważonym budownictwie, transporcie lądowym i wodnym oraz branży automotive. Firma dysponuje własnym zakładem produkcyjnym z nowoczesnym parkiem maszynowym oraz silnym zapleczem B+R. W 2021 r. w ML System uruchomiona została pierwsza na świecie linia produkcyjna transparentnych szyb PV z powłoką kwantową. Saule Technologies S.A. jest polską firmą technologiczną specjalizującą się w rozwoju innowacyjnych rozwiązań fotowoltaicznych wykorzystujących drukowalne ogniwa perowskitowe, przeznaczone do produkcji ultra-cienkich, lekkich i elastycznych paneli fotowoltaicznych. Obszary działalności Saule Technologies to badania i rozwój technologii perowskitowych ogniw fotowoltaicznych, projektowanie i produkcja paneli PV, wdrażanie nowych rozwiązań fotowoltaiki elastycznej.

Powstała w 2024 r. spółka FIBRAIN Energy jest efektem współpracy czte-

rech wiodących spółek z branży zaawansowanych technologii i energii odnawialnej: FIBRAIN – producenta rozwiązań światłowodowych, DAGLASS – producenta szklanych modułów BIPV, Friendly Innovation – producenta inteligentnych ładowarek oraz Ele-DriveCo – producenta magazynów energii. Jedną ze specjalizacji firmy jest zaawansowana, fizyko-chemiczna obróbka szkła, dzięki której możliwe jest uzyskanie materiału o unikatowych właściwościach, gwarantujących poprawę parametrów produkowanych paneli PV.

Detektory podczerwieni

Firma VIGO Photonics S.A., założona w 1987 r. jest globalnym graczem na rynku detektorów średniej podczerwieni (mid-IR). Główną kompetencją, na której przez lata była budowana jej pozycja rynkowa jest technologia fotodetektorów fotonowych pracujących w zakresie mid-IR, niewymagających chłodzenia kriogenicznego.



Rys. 26.7. Detektory podczerwieni opracowane przez firmę VIGO Photonics S.A.

Podstawową platformą technologiczną wykorzystywaną do wytwarzania detektorów fotonowych – fotorezystorów i fotodiod był początkowo tellurek kadmowo-rtęciowy (HgCdTe). W ostatnich latach, z uwagi na konieczność zapewniania w swoim portfolio urządzeń detekcyjnych zgodnych z dyrektywą ROHS, firma VIGO Photonics opracowała i wdrożyła oryginalną technologię detektorów supersieciowych na bazie materiałów InAs/InAsSb. Obecnie

spółka ma w swojej ofercie detektory fotonowe pracujące w zakresie długości fali od 2,0 μm do 16,0 μm . VIGO Photonics oferuje również moduły detekcyjne, składające się z fotodetektorów wyposażonych w specjalizowane układy elektroniczne, optymalizowane pod względem detekcyjności, parametrów szumowych i szybkości działania.

VIGO Photonics dysponuje kompletną linią technologiczną przyrządów półprzewodnikowych, pozwalającą na prowadzenie epitaksji związków grup II-VI i III-V, pełny processing chipów detektorowych, montaż, packaging i integrację z elektronicznymi układami sterowania i odczytu.

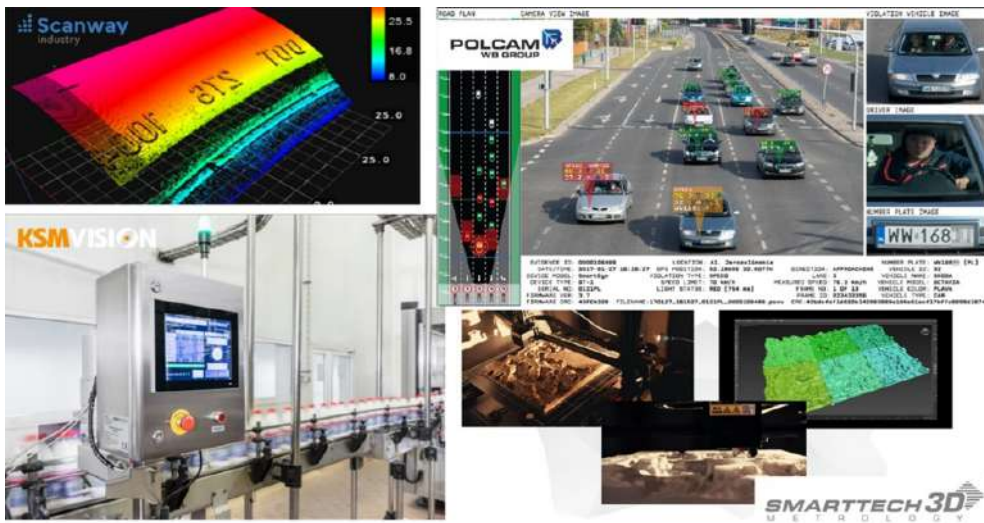
W 2020 r. VIGO Photonics rozpoczęła pionierskie prace koncepcyjne i badawcze w kierunku rozwoju technologii fotoniki scalonej na zakres średniej podczerwieni, których wynikiem jest opracowanie fundamentów platformy technologicznej MIRPIC, przygotowywanej do skalowania w ramach programu IPCEI HyperPIC którego celem jest opracowanie kluczowych technologii oraz uruchomienie pierwszej fabryki układów fotoniki scalonej (photonic foundry) na zakres średniej podczerwieni.

Przetwarzanie obrazu

Przetwarzanie obrazu łączy fotonikę z inną polską specjalnością: informatyką. Urządzenia foniczne – kamery – są tu jedynie punktem wyjścia. Pozyskany z nich obraz jest przenoszony do postaci cyfrowej, aby umożliwić jego dalsze przetwarzanie i podejmowanie wynikowych działań za pomocą komputerowych algorytmów. Dzięki takiej automatyzacji pętli decyzyjnej za pomocą kamer można dokonywać w czasie rzeczywistym kontroli jakości, oceny bezpieczeństwa, identyfikacji pojazdów czy precyzyjnej detekcji i mapowania błędów. Spółki KSM Vision czy ScanWay z powodzeniem dostarczają wizyjne systemy kontroli jakości na linie produkcyjne różnych gałęzi przemysłu: od spożywczego przez farmaceutyczny i papierniczy po samochodowy. Wchodząca w skład Grupy WB spółka POLCAM jest liderem w branży pomiaru prędkości i automatycznego mandatowania – jego systemy, w wersjach mobilnych i stacjonarnych, instalują policje drogowe oraz zarządcy infrastruktury na kilku kontynentach.

Szczególnym przypadkiem są optyczne systemy pomiarowe budowane przez firmę Smarttech3D z wykorzystaniem opracowanej na Politechnice Warszawskiej technologii skanowania 3D w najwyższej rozdzielczości. Umożliwia ona szybkie pozyskanie bardzo precyzyjnych informacji o geometrii i kolorze dowolnego obiektu. Wysoka dokładność pomiarów geometrycznych, połączona z realistycznym skanowaniem koloru tekstury, pozwalają nie tylko na

szybka kontrolę wszystkich wymiarów dowolnie skomplikowanych kształtów, ale także na tworzenie wiernych cyfrowych modeli – na przykład obiektów dziedzictwa materialnego. Konstrukcja skanerów Smartech3D umożliwia ich integrację z robotami przemysłowymi, przenosząc automatyzację przemysłowej kontroli jakości czy digitalizacji obiektów na jeszcze wyższy poziom. Inne obszary zastosowań tych urządzeń to archeologia, kryminalistyka, czy inżynieria odwrotna stosowana np. do odtwarzania dawnych części zamiennych.



Rys. 26.8. Wybrane polskie firmy działające w obszarze technik przetwarzania obrazu

Aplikacje wojskowe

Polska fotonika ma długie i niebagatelne doświadczenie w dziedzinie obronności, które procentuje jakością i parametrami dzisiejszych wyrobów kilku firm. Największą krajową firmą fotoniczną sektora obronnego jest należąca do Polskiej Grupy Zbrojeniowej PCO SA. W jego ofercie znajdują się dzienne i nocne przyrządy celownicze oraz obserwacyjne dla indywidualnych żołnierzy i pilotów, ale także nowoczesne systemy osłony, obserwacyjne i kierowania ogniem, instalowane na wozach bojowych nie tylko polskiej armii. Wspomniane już detektory podczerwieni z VIGO Photonics są kluczowym elementem ich pokładowych systemów przeciwpożarowych.

Wysoko oceniane na świecie termowizyjne celowniki i urządzenia obserwacyjne produkuje spółka Etronika, stworzona przez byłych pracowników Pol-

skich Zakładów Optycznych. Producentem dziennych i nocnych celowników do broni indywidualnej jest także mające ukraińskie korzenie firma InFOV. Dużym producentem celowników termowizyjnych jest również PCO SA. Wywodząca się z Wojskowej Akademii Technicznej spółka CRW Telesystem-Mesko we współpracy z MESKO SA produkuje układy naprowadzania do amunicji kierowanej, w tym głowice samonaprowadzające do rakiet Piorun – dzięki jej parametrom jest to obecnie najlepszy na świecie system przeciwlotniczy najkrótszego zasięgu. Inne szeroko znane wyroby polskiej fotoniki to unikatowe systemy pomiarowe firmy Inframet, służące do kalibracji wojskowych przyrządów termowizyjnych.

Należy tu podkreślić, że sama Wojskowa Akademia Techniczna, a szczególnie Instytut Optoelektroniki, IOE WAT, animuje i prowadzi szeroko zakrojone programy badań na wysokich poziomach gotowości technologicznej m.in. nad laserowymi systemami przeciwdronowymi, lidarami do zastosowań wojskowych oraz optycznymi systemami nadzoru granic.



Rys. 26.9. Wojskowe systemy detekcyjne, naprowadzania i śledzenia z zastosowaniem układów fotonicznych

BIG PHOTONIC THINGS in Poland – kluczowe inwestycje infrastrukturalne w obszarze fotoniki w ostatnich latach

Oprócz dobrze osadzonych w historii uczelni i instytutów badawczych z wieloletnią tradycją, na dodatkowy komentarz i wzmiankę zasługuje infrastruktura badawcza wybudowana w ostatnich dwóch dekadach (lub wła-

śnie budowana) w ramach programów operacyjnych i programów specjalnych dofinansowanych ze środków europejskich, wspierająca prace badawczo-rozwojowe w obszarze fotoniki. Najważniejsze w ocenie autorów raportu przedsięwzięcia scharakteryzowane są poniżej.

Narodowe Laboratorium Fotoniki i Technologii Kwantowych (ang. National Laboratory for Photonics and Quantum Technologies, NLPQT), to sieć specjalistycznych laboratoriów badawczych (budowa zakończona z końcem 2023 r.), skupiających się na zaawansowanych technologiach fotonicznych oraz technologiach kwantowych.

W ramach NLPQT opracowano ogólnokrajową infrastrukturę do rozpowszechniania standardowej częstotliwości optycznej i systemów dystrybucji klucza kwantowego. Wszystkie skupione w NLPQT laboratoria zapewniają również usługi badawcze dla przemysłu fonicznego i kwantowego.



Rys. 26.10. Narodowe Laboratorium Fotoniki i Technologii Kwantowych

Centrum Zaawansowanych Materiałów i Technologii – CEZAMAT, Politechnika Warszawska jest wydzieloną jednostką Politechniki Warszawskiej, której głównym celem jest prowadzenie prac badawczo-rozwo-

jowych w obszarze nowych materiałów i technologii półprzewodnikowych. Laboratoria technologiczne CEZAMAT powstały jako jedna z największych inwestycji w Polsce o charakterze high-tech, współfinansowanych przez Unię Europejską. CEZAMAT to ponad 4000 m² laboratoriów o wysokiej i ultrawysokiej czystości (cleanroom facility), wyposażonych w nowoczesne urządzenia technologiczne i aparaturę pomiarową, umożliwiającą realizację prac w zakresie technologii biomedycznych i chemicznych, technologii mikroelektroniki i fotoniki scalonej, technologii układów MEMS i MOEMS, a także rozwiązań lab-on-chip.

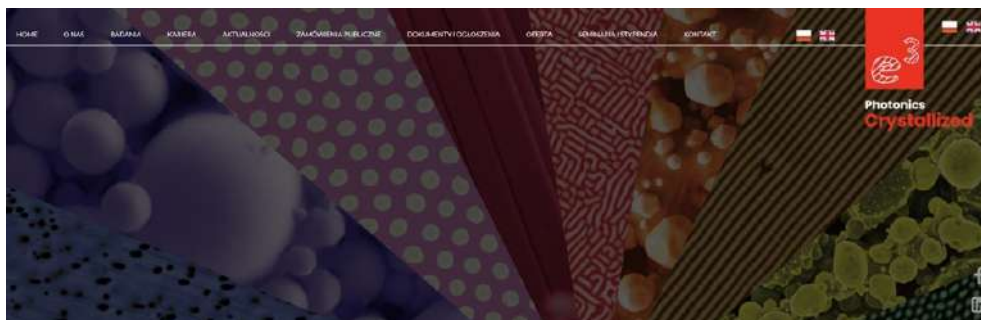
Najważniejszym obszarem badań prowadzonych w CEZAMAT w zakresie fotoniki są prace nad rozwojem platform technologicznych fotoniki scalonej, prowadzone we współpracy z Instytutem Mikroelektroniki i Optoelektroniki PW. W szczególności opracowywane są rozwiązania dla platformy azotku krzemu (SiN), umożliwiającej wytwarzanie pasywnych układów fotoniki scalonej na zakres widzialny (VIS) i bliskiej podczerwieni (NIR) do zastosowań w układach czujnikowych (w tym systemach mikrofluidycznych oraz lab-on-chip) oraz dla nowej platformy na zakres średniej podczerwieni MIRPIC (w ramach konsorcjum, w skład którego wchodzi VIGO Photonics S.A., Politechnika Warszawska oraz Instytut Mikroelektroniki i Fotoniki SBŁ).



Rys. 26.11. Centrum Zaawansowanych Materiałów i Technologii CEZAMAT Politechniki Warszawskiej

Centrum Doskonałości **ENSEMBLE³** zapewnia know-how, infrastrukturę badawczą i zespół ekspertów w obszarze wzrostu kryształów i zaawansowanych materiałów dla fotoniki/optoelektroniki, w tym materiałów plazmonicznych i metamateriałów. **ENSEMBLE³** zajmuje się opracowywaniem technologii wytwarzania nowych materiałów, badaniami ich właściwości oraz możliwościami zastosowania w energetyce, elektronice, fotonice, medycynie,

przemysle lotniczym, obronnym, kosmicznym, militarnym oraz innych sektorach gospodarki. Główny obszar kompetencji **ENSEMBLE**³ to rozwój nowych technologii materiałowych bazujących na wzroście kryształów oraz opracowywanie zaawansowanych materiałów o unikatowych właściwościach elektromagnetycznych.



Rys. 26.12. Strona internetowa ENSEMBLE³

Sieć Badawcza Łukasiewicz – PORT Polski Ośrodek Rozwoju Technologii jest instytutem badawczym specjalizującym się w inżynierii materiałowej i biotechnologii. PORT jest częścią Sieci Badawczej Łukasiewicz, jednej z największych sieci naukowo-badawczych w Europie, łączącej 22 instytuty z całej Polski. PORT prowadzi zarówno prace badawczo-rozwojowe we współpracy z partnerami przemysłowymi na wysokich poziomach gotowości technologicznej, jak i prace naukowe o charakterze badań podstawowych. W ramach Instytutu działają trzy centra badawcze – Inżynierii Materiałowej, Nauk o Życiu i Biotechnologii oraz Diagnostyki Populacyjnej.

W zakresie szeroko rozumianych technologii fonicznych najważniejsze jest multi-dyscyplinarne Centrum Inżynierki Materiałowych (CIM) i wchodzące w jego skład Grupa Materiałów i Struktur Fonicznych oraz Grupa Badawcza Epitaksji Związków Półprzewodnikowych. Badania prowadzone w ramach centrum skupione są wokół materiałów fonicznych zapewniających emisję, generację i transmisję sygnałów optycznych w zakresie od ultrafioletu do bliskiej podczerwieni. Głównym przedmiotem badań są struktury kropek kwantowych, cienkich warstw (w tym monoatomowych), kryształów fonicznych i struktur plazmicznych, jak również nowych emitatorów głębokiego UV bazujących na azotkach grupy-III (AlGaInN). W CIM PORT badane są również nowatorskie materiały foniczne (jak perowskity czy chalcogenki).



Rys. 26.13. Strona internetowa Polskiego Ośrodka Rozwoju Technologii PORT (Sieć Badawcza Łukasiewicz)

HyperPIC – pierwsza fabryka układów fotoniki scalonej na zakres mid-IR

Projekt infrastrukturalny „HyperPIC - foniczne układy scalone do zastosowań w średniej podczerwieni” jest realizowany przez firmę VIGO Photonics S.A. Głównym celem projektu jest opracowanie i wdrożenie technologii specjalizowanych, hybrydowych układów fotoniki scalonej na zakres średniej podczerwieni mid-IR (platforma technologiczna MIRPIC) oraz przygotowanie i uruchomienie kompletu linii produkcyjnych zapewniających pełny łańcuch dostaw dla układów MIRPIC.

Projekt HyperPIC realizowany jest w ramach mechanizmu IPCEI – Important Projects of Common European Interest, mającym na celu dofinansowywania wielkoskalowych, transgranicznych przedsięwzięć o wysokim poziomie innowacyjności, kluczowych dla realizacji strategicznych celów Unii Europejskiej, o dużym wpływie na wzrost gospodarczy, miejsca pracy i konkurencyjność gospodarki UE. Projekty IPCEI charakteryzują się wysokim poziomem ryzyka technologicznego i finansowego, co uzasadnia nadzwyczajne wsparcie ze środków publicznych.



Rys. 26.14. Infrastruktura produkcyjna VIGO Photonics

W wyniku realizacji projektu HyperPIC VIGO Photonics ma szansę zostać pierwszym na świecie producentem fonicznych układów scalonych dla średniej podczerwieni. Potencjał aplikacyjny układów MIRPIC to głównie miniaturowe systemy czujnikowe do detekcji/monitoringu gazów i cieczy, wielokanałowe układy nadawczo-odbiorcze dla systemów komunikacji optycznej w wolnej przestrzeni, zintegrowane systemy lidarowe, systemy diagnostyki medycznej itp.

26.5. Kierunki rozwoju i trendy – podsumowanie spotkań warsztatowych w programie „Fotonika.pl – which way further”

Pierwsze spotkanie warsztatowe, przeprowadzone w ramach programu „*Optoelectronics.pl – which way further*” w trakcie konferencji IOS'2023 i poświęcone analizie SWOT polskiej fotoniki, pozwoliło na zdefiniowanie fundamentów do dyskusji na temat fotoniki w Polsce. Należy dodać, że to już kolejna runda tej niekończącej się dyskusji, bo jak się wydaje, każde kolejne pokolenie polskich optoelektroników/fotoników prowadzi podobne rozważania i opracowuje kolejne strategie. Podsumowanie ćwiczenia warsztatowego, zainicjowanego podczas IOS'2023, a następnie kontynuowanego w udostępnionym zdalnie dokumencie, zaprezentowane jest poniżej.

Optoelectronics.pl - which way further? SWOT analysis	
S several high tech companies in the field good universities/research centres qualified specialists good research teams availability of technologies increasing number of startups and SMEs	W low competence level too many different topics low TRL of currently developed products many small and unconnected research groups no photonic roadmap for Poland limited funding
O disruptive technologies EU funding mechanisms for increasing sovereignty - ChipsAct, IPCEI getting a share in developing markets new products emerging from existing Polish technologies low labour costs	T political and economic instability low society awareness war no strategic (long term) funding for high risk projects supply chains (materials, equipment, chemicals, etc.) funding problems - other priorities

Rys. 26.15. Wyniki analizy SWOT dla fotoniki w Polsce – warsztat IOS'2023

tyką wynagrodzeń nie tylko w ośrodkach naukowych, ale i firmach fotonicznych, atrakcyjną ofertą zagraniczną, brakiem rzeczywistego zainteresowania zmianą status quo specjalistów wyrażaną brakiem polityki państwa dla tego obszaru), a także niedoskonałości systemu edukacyjnego (na wszystkich poziomach, ze szczególnym uwzględnieniem szkolnictwa wyższego).

Zakończeniem pierwszej rundy dyskusji środowiskowej, prowadzonej w ramach programu (pod nazwą zmienioną w wyniku dyskusji warsztatowych na „Fotonika.pl – which way further?”) było spotkanie warsztatowe podczas konferencji IOS'2024 dotyczące najważniejszych dla polskiej gospodarki i bezpieczeństwa kierunków rozwoju fotoniki, albo inaczej kluczowych technologii, najważniejszych z punktu widzenia priorytetów inwestycyjnych Państwa i możliwości skutecznego zaistnienia gospodarczego polskich podmiotów. Wynik, zebrany w postaci chmury tagów prezentowanej poniżej, jednoznacznie wskazuje na obszary o kluczowym i jednocześnie, najbardziej perspektywicznym znaczeniu, wymieniając systemy czujnikowe, fotonikę kwantową i fotonikę scaloną.



Rys. 26.17. Chmura tagów podsumowująca dyskusję nt. najbardziej perspektywicznych kierunków rozwoju fotoniki w Polsce – warsztat IOS'2024

Wydaje się, że ta diagnoza wpisuje się celnie w priorytety zdefiniowane przez Unię Europejską, wskazywane w dokumentach strategicznych oraz wyrażane w nadzwyczajnych instrumentach finansowych, m.in. Important Projects of Common European Interest on Microelectronics and Communication Technologies (IPCEI ME CT), czy ChipsAct.

26.6. Podsumowanie i kierunki dalszych prac

Raport „*Fotonika.pl – w którą stronę? Stan obecny i perspektywy rozwoju fotoniki w Polsce*” (materiały do dyskusji programowej) jest podsumowaniem pierwszej rundy prac zainicjowanych na początku 2023 roku przez Polski Komitet Optoelektroniki SEP, prowadzonych z możliwie szerokim udziałem krajowej społeczności fotonicznej, z udziałem reprezentantów środowiska akademickiego, instytutów badawczych i krajowych przedsiębiorców działających w obszarze fotoniki. Jest zarówno fotografią stanu fotoniki w Polsce (prawdopodobnie niezupełnie kompletną, ale reprezentatywną), jak też próbą wskazania obszarów o największym potencjale rozwojowym, stanowiących albo polską specjalność, albo nisze dla unikatowych produktów czy kompetencji technologicznych. Najważniejszą jednak rolą tego opracowania jest inspirowanie i podtrzymywanie dialogu na temat perspektyw fotoniki w Polsce.

Raport ma charakter wprowadzenia do dyskusji programowej w ramach IV KEP. Jesteśmy przekonani, że jej wynikiem będzie uaktualnienie i uzupełnienie raportu, wskazanie trendów i technologii przyszłości, a także sformułowanie rekomendacji dla strategii rozwoju fotoniki w Polsce, uwzględniającej nie tylko aspekty kluczowych technologii, obszarów aplikacyjnych i priorytetów finansowania, ale również zagadnienia kształcenia, rozwoju i zapewnienia stałego napływu kapitału ludzkiego, decydującego o sukcesach polskiej fotoniki.

Program „*Fotonika.pl – which way further?*” jest działaniem o charakterze ciągłym, raport pokongresowy będzie kolejnym, niezwykle ważnym kamieniem milowym, niekończącym działań, ale umożliwiającym formułowanie i nanoszenie uwag i uaktualnień. Liczymy na to, że planowane kolejne spotkania konferencyjne i warsztatowe, a także upowszechnienie dokumentu w postaci elektronicznej z wykorzystaniem narzędzi zdalnego dostępu pozwoli na bezprecedensowo szeroką dyskusję i wyrażenie wspólnego głosu całego środowiska fotonicznego w sprawach kierunków rozwoju fotoniki w Polsce.

Ostatecznym wynikiem prac w programie będzie dokument „*Strategia rozwoju fotoniki w Polsce*”, analizujący kierunki rozwoju fotoniki w perspektywie ekonomicznej, naukowej, technologicznej i społecznej, z uwzględnieniem światowych trendów, wyzwań i zagrożeń. Dokumenty strategiczne wymagają nieustannej aktualizacji – już dziś zapraszamy wszystkich Państwa do wspólnego opracowywania i uaktualniania tej strategii.

SUPLEMENT

S1. Otoczenie fotoniki - krajowe organizacje wspierające rozwój fotoniki

Rozwój fotoniki w Polsce jest dodatkowo animowany i wspierany przez stosunkowo liczne organizacje – stowarzyszenia i klastry, wymienione i zwięźle scharakteryzowane poniżej.



Polski Komitet Optoelektroniki Stowarzyszenia
Elektryków Polskich SEP (PKOpto SEP)
<http://pkopto.pl/>

Jeden z komitetów najstarszego polskiego stowarzyszenia inżynierów elektryków (SEP), powołany w 1985 roku w wyniku uzgodnień pomiędzy SEP i PAN, z intencją gromadzenia i wyrażania głosu inżynierów, naukowców i przedsiębiorców związanych z szeroko rozumianą optoelektroniką (obecnie fotoniką). Celem organizacji jest stymulowanie rozwoju polskiej optoelektroniki, przez proponowanie kierunków działań, inspirowanie badań i wdrożeń, promowanie talentów, animowanie działalności dydaktycznej i naukowej oraz działania lobbingsowe, koordynacyjne i integracyjne na krajowym i międzynarodowym rynku fotoniki. PKOpto SEP jest organizatorem najstarszego polskiego konkursu na prace dyplomowe z dziedziny optoelektroniki (32 edycje).



Polskie Stowarzyszenie Fotoniczne – Photonics
Society Poland (PSP) <https://photonics.pl/>

Powstało w 2007 r. w wyniku przekształcenia polskiego oddziału międzynarodowego stowarzyszenia SPIE. Zrzesza naukowców, inżynierów, techników oraz inne osoby fizyczne i prawne aktywnie działające w dziedzinie fotoniki. Stowarzyszenie jest wydawcą rozpoznawalnego w świecie czasopiśma PSP Photonics Letters of Poland, animatorem działań na rzecz studentów i studenckich kół naukowych. Współpracuje z pokrewnymi organizacjami, w tym z Polską Platformą Technologiczną Fotoniki PPTF, PKOpto SEP oraz Komitetem Elektroniki i Telekomunikacji PAN. We współpracy

z dwiema ostatnimi organizuje doroczną konferencję IOS: Integrated Optics - Sensors, Sensing Structures and Methods, wspólnie z PPTF organizuje coroczne Fotoniczne Targi Pracy.



Polska Platforma Technologiczna Fotoniki
(PPTF) <https://pptf.pl/>

Powołana jako konsorcjum w 2013 r., od 2018 r. działa jako związek pracodawców polskiej branży fotoniki i mikroelektroniki. Zrzesza krajowe firmy, uczelnie i instytucje badawcze, działając na rzecz integracji i rozwoju branży, współpracy badawczej oraz kształcenia kadr. Jako organizacja klastrowa stanowi reprezentację przemysłu uznawaną przez instytucje publiczne w kraju i UE. PPTF jest członkiem Photonics21 – reprezentacji europejskiej fotoniki, European Cluster Collaboration Platform (ECCP) oraz European Network of Defence-related Regions (ENDR). Organizacja aktywnie współpracuje z klastrami fonicznymi z Niemiec, Czech, Litwy, Francji i Finlandii, wspomagała utworzenie Ukraińskiego Klastra Fonicznego, bierze udział w projektach europejskich. We współpracy z PSP organizuje Fotoniczne Targi Pracy, wspólnie z Fundacją Candela wydaje dwujęzyczny Polski Newsletter Optyki i Fotoniki. W 2023 r. PPTF była współinicjatorem powołania Klastra Mikroelektroniki, Elektroniki i Fotoniki (microEPC) i pełni funkcję Koordynatora Klastra.



Sekcja Fotoniki Komitetu Elektroniki i
Telekomunikacji PAN (SO KEiT)
<https://sokeit.photonics.pl/>

Powołana w latach 70. XX wieku jako Sekcja Optoelektroniki KEiT, od roku 2015 pod nazwą Sekcja Fotoniki. Prowadzi działania na rzecz integracji krajowego środowiska fonicznego, co obejmuje w szczególności animowanie współpracy między uczelniami, instytutami naukowymi i firmami fonicznymi, promowanie projektów sektorowych fotoniki, wspieranie współpracy międzynarodowej. Współorganizuje Międzynarodowe Foniczne Targi Pracy na Wydziale Fizyki Politechniki Warszawskiej. Sekcja Fotoniki KEiT wspiera wydawanie czasopism z dziedziny fotoniki - Opto-Electronics Review, Optica Applicata, Photonics Letters of Poland oraz International Journal of Electronics and Telecommunications. Sekcja patronuje krajowym

i międzynarodowym konferencjom z dziedziny techniki laserowej, światłowodów oraz zastosowań fotoniki.



IEEE Photonics Poland
<https://ieeepol/?q=node/49>

IEEE Photonics Poland to oddział lokalny ogólnoświatowej organizacji IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Działalność IEEE Photonics Poland obejmuje między innymi organizację konferencji, warsztatów, seminariów i innych wydarzeń związanych z szeroko rozumianą fotoniką w celu promowania rozwoju nauki i technologii fonicznych w Polsce poprzez wymianę wiedzy, współpracę naukową i networking wśród profesjonalistów oraz studentów zainteresowanych tą dziedziną.

·candela· Fundacja Candela <https://www.candela.org.pl/>

Polska fundacja prywatna założona w 2021 r. Celem jej działalności jest rozwijanie dziedzin optyki, fotoniki i nauk pokrewnych w Polsce, co realizuje przede wszystkim poprzez rozwój studentów, młodych naukowców i młodych przedsiębiorców, a także wspieranie badań naukowych i projektów badawczych. Fundacja jest organizatorem akcji stypendialnych dla studentów oraz konferencji branżowych, wspólnie z PPTF wydaje dwujęzyczny Polski Newsletter Optyki i Fotoniki (PNOF).



Klaster Fotoniki i Światłowodów
<https://klaster-fotoniki.pl/>

Kluczowy klaster krajowy działający w obszarze zaawansowanych technologii fonicznych. Głównym celem działania klastra jest wspieranie polskiego sektora fotoniki światłowodowej poprzez wspomaganie rozwoju członków klastra oraz transfer innowacyjnych technologii. Misja klastra obejmuje działania na rzecz dostarczania wiedzy, wymiany dobrych praktyk, wspierania innowacyjności oraz stymulowania współpracy firm i instytucji.

Klaster powołany w 2023 r. z inicjatywy PPTF oraz Politechniki Warszawskiej. Klaster microEPC to ekosystem zrzeszający podmioty (firmy, uczelnie, instytuty, organizacje) tworzące łańcuchy wartości w obrębie krajowej branży fotoniki i mikroelektroniki. Jego misją jest wspieranie rozwoju



Klaster Mikroelektroniki, Elektroniki i Fotoniki
(microEPC) <https://pptf.pl/klaster-mikroelektroniki-elektroniki-i-fotoniki/>

polskiej branży mikroelektroniki, elektroniki i fotoniki poprzez tworzenie trwałych ram współpracy opartej na budowie powiązań kooperacyjnych, transferze wiedzy, a także na utworzeniu platformy dialogu i wspólnych działań, prowadzonych przy udziale instytucji rządowych, samorządu oraz instytucji otoczenia biznesu. Klaster nie posiada osobowości prawnej, jego Koordynatorem i reprezentantem jest PPTF.

S2. Wybrane dokumenty strategiczne krajowe i europejskie o kluczowym znaczeniu dla strategii rozwoju fotoniki

1. New Horizons -Securing Europe's strategic autonomy through Photonics, Photonics21 Multiannual Strategic Roadmap 2023–2030, 2023
2. Ocena potencjału oraz perspektyw rozwoju (trendów rozwojowych) sektora technologii fonicznych na Mazowszu (<https://innowacyjni.mazovia.pl/publikacje/raport-z-badania-ocena-potencjalu-oraz-perspektyw-rozwoju-trendow-rozwojowych-sektora-technologii-fonicznych-na-mazowszu.html>)
3. Strategic Research and Innovation Agenda New Horizons - „Securing Europe's strategic autonomy through Photonics”
4. Photonics21 – European Technology Platform. Market Data and Industry Report 2020
5. OIDA Quantum Photonics Roadmap (March 2020), OSA Technical Report, Washington DC
6. Quantum Computing (2020), A technology of the future already present, PWC Technical Report
7. Position Paper on Optics and Photonics Technologies Serving Virtual Worlds - VR AR Industrial Coalition & Photonics21

8. White Paper on Integrated Photonics - EPoSS & Photonics21
9. Quantum PIC Position Paper - Quantum Flagship and Photonics21
10. Strategic Research and Innovation Agenda 2021 (https://www.smart-systems-integration.org/system/files/document/2021-01-15_ECS-SRIA2021_final.pdf)
11. Market Research Study Photonics 2017 (https://www.photonics21.org/download/ppp-services/photonics-downloads/Market-Research-Report_Photonics21_Internet.pdf)
12. Key Digital Technologies - The keys to our digital future – brochure <https://digitalstrategy.ec.europa.eu/en/node/347/printable/pdf>
13. Photonik Forschung Deutschland Licht mit Zukunft, wydawca: Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (Federalne Ministerstwo Edukacji i Badań - Niemcy) Referat Photonik, Optische Technologien (https://www.photonikforschung.de/media/branche/pdf/BMBF_Photonik_Forschung_Deutschland_final_1.pdf)
14. AGENDA PHOTONIK 2020 - Update 2016, wydawca: BMBF (https://www.photonikforschung.de/media/branche/pdf/2016_Agenda_Photonik_2020_Update_bf_C1.pdf)

Źródła zdjęć i ilustracji (opracowanie własne, chyba, że zaznaczono poniżej inaczej):

Rys. 1. Clean Energy - Obraz autorstwa Freepik, <https://freepik.com/>; Electromobility - Obraz autorstwa Freepik, <https://freepik.com/>; Smart agriculture - Obraz autorstwa rorozoa na Freepik, <https://freepik.com/>; Pandemic - Obraz autorstwa vecstock na Freepik, <https://freepik.com/>; IoT - Obraz autorstwa Freepik, <https://freepik.com/>; Chip Shortage – fot. Krzysztof Anders; Industry 4.0 - Obraz autorstwa Freepik, <https://freepik.com/>; Robotization - Obraz autorstwa nuraghies na Freepik, <https://freepik.com/>; Economic crisis - Obraz autorstwa starline na Freepik, <https://freepik.com/>; War - Obraz autorstwa Freepik, <https://freepik.com/>; AI - Obraz autorstwa Freepik,

<https://freepik.com/>; Climate Change - Obraz autorstwa Freepik,
<https://freepik.com/>.

- Rys. 4. Pracownia Technologii Światłowodów, Wydział Chemii, Uniwersytet Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie, <https://opticalfibers.umcs.pl/>; Corning Optical Communication; Politechnika Białostocka, #DoświadczajzPB, <https://we.pb.edu.pl/kfeits/nauka-i-badania/bialystok-photronics/laboratories/>; Fibrain, <https://fibrain.pl/>; Sieć Badawcza Łukasiewicz, Strona archiwalna, <http://www.itme.edu.pl/index.php?page=departments/z10>.
- Rys. 5. Sieć Badawcza Łukasiewicz, <https://lukasiewicz.gov.pl/laser-kaskadowy-lukasiewicz-imif/>; Mode-Locked Technology, <https://mode-locked.com/products>; fot. Jacek Świdorski, Dział Promocji i Komunikacji WAT; Fluence Technology, <https://fluence.technology/>; Kimla, <https://kimla.pl/>; Microvec, <https://microvec.com/>; Eagle, <https://eagle-group.eu/pl/>; Solaris Laser, <https://solarislaser.com.pl/>.
- Rys. 6. ML System, <https://mlsystem.pl/fotowoltaiczne-szyby-zespolone-2/>; Klatka z filmu Saule Technologies - Ink-jet printing and crystallization of perovskite, <https://www.youtube.com/watch?v=cRn1aTesLkI>; Fibrain Energy, <https://energy.fibrain.pl/>.
- Rys. 7. VIGO Photonics, <https://vigophotonics.com/>
- Rys. 8. Scanway, <https://scanway.pl/>; PolCam Systems, <https://www.polcam.com/>; KSM Vision, <https://ksmvision.com/>; Smarttech, <https://skaner3d.pl/>.
- Rys. 9. System OBRA++, fot. IOE WAT, <https://www.wojsko-polskie.pl/wat/articles/nauka-i-technologie-4/2021-02-15v-obra-ostzega-przed-promieniowaniem-laserowym/>; VIGO Photonics, <https://vigophotonics.com/product/butterfly/>; PCO, <https://pcosa.com.pl/>; Etronika, <https://www.etrionika.pl/>; Centrum Rozwojowo-Wdrożeniowe TELESYSTEM-MESKO, <https://telesystem.eu/>.
- Rys. 10. Narodowe Laboratorium Fotoniki i Technologii Kwantowych, <https://nlpqt.fuw.edu.pl/>.
- Rys. 11. CEZAMAT, <https://cezamat.eu/>.
- Rys. 12. Strona internetowa ENSEMBLE³, <https://ensemble3.eu/>.

Rys. 13. Strona internetowa PORT Centrum Inżynierii Materiałowej, <https://port.lukasiewicz.gov.pl/br/centrum-inzynierii-materialowej/>.

Rys. 14. Remarks by Executive Vice-President Vestager, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/speech_23_3158.

Wszystkie znaki towarowe w niniejszym raporcie należą do ich właścicieli. Znaki towarowe stron trzecich, nazwy produktów, nazwy handlowe i nazwy firm wymienione w raporcie mogą być znakami towarowymi należącymi do ich właścicieli lub znakami towarowymi zarejestrowanymi przez inne firmy. Te znaki towarowe zostały użyte w celach informacyjnych i na korzyść właściciela znaku towarowego, bez zamiaru naruszenia istniejących praw autorskich.



IV Kongres Elektryki Polskiej organizowany przez Stowarzyszenie Elektryków Polskich to krajowe spotkanie przedstawicieli nauki, polityki, kluczowych przedsiębiorstw energetycznych oraz podmiotów branżowych, którzy mają kompetencje i ambicje realnego wpływu na zmiany polskiego systemu energetycznego.

Raport otwarcia składa się z trzech raportów z następujących obszarów tematycznych:

- 1) Polska w obliczu transformacji energetycznej,
- 2) Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej,
- 3) Fotonika – polska specjalność w elektronice.

Raport otwarcia zawiera merytoryczne aspekty, które stanowią bazę do dyskusji problemowych na Kongresie. Panele dyskusyjne będą koncentrowały się na problemach i kwestiach spornych (kontrowersyjnych), które wymagają pilnego rozwiązania. Trzy wymienione obszary tematyczne łączą się w ujęciu praktycznym planowania rozwoju Polski. Wyniki, konkluzje i ustalenia IV Kongresu Elektryki Polskiej będą stanowiły podstawę do wyznaczenia trendów i strategii działania dla wszystkich podmiotów uczestniczących czynnie i biernie w procesie przełomowej transformacji energetycznej Polski.

